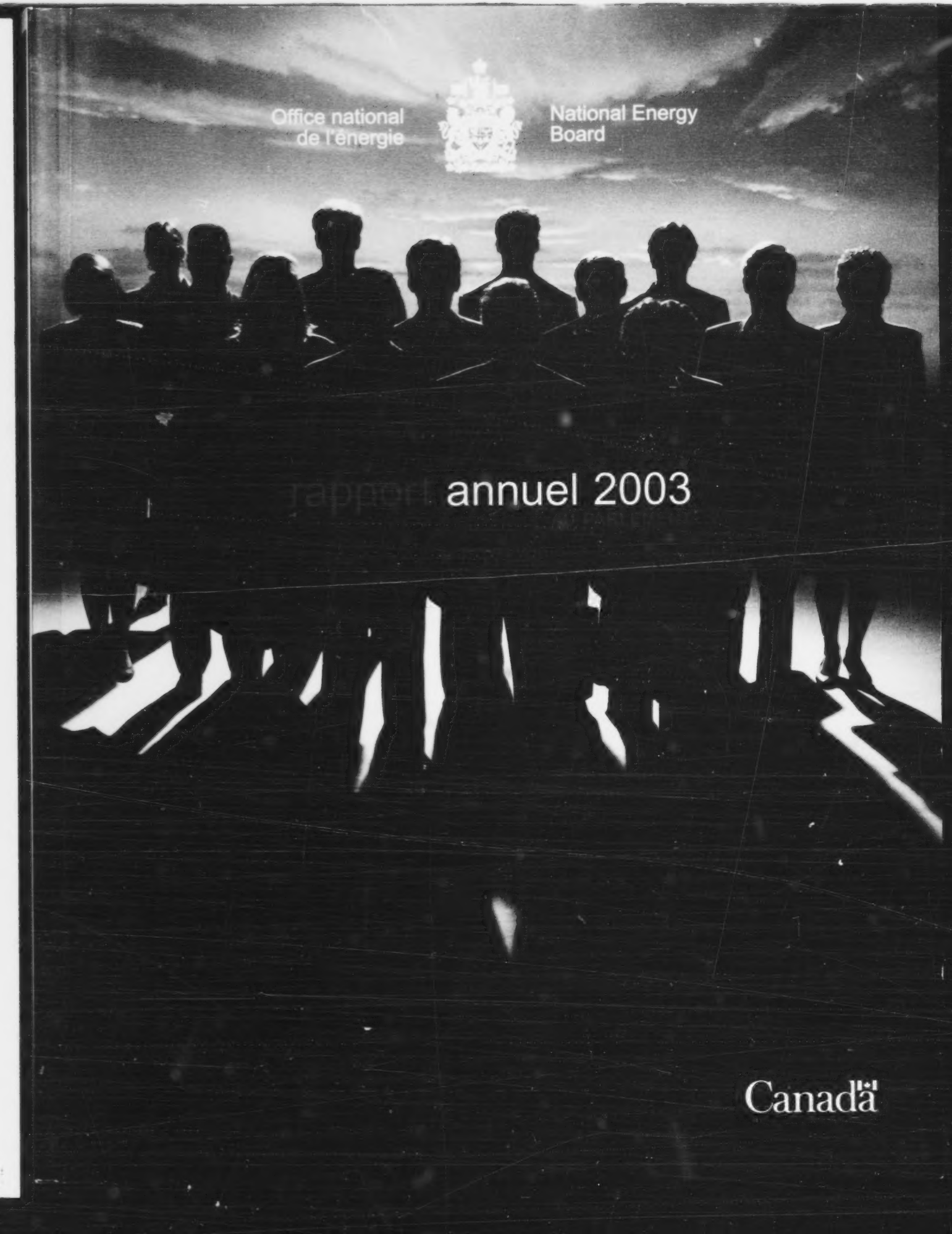

Office national de l'énergie
National Energy Board
rapport annuel 2003
Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2004
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2003F
ISBN 0-662-76108-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée).

Internet : www.neb-one.gc.ca

Imprimé au Canada

Conception de la couverture
Jason Selinger

Mise en page
Donna Dunn

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2004
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2003E
ISBN 0-662-36331-0

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Credits:
Cover design
Jason Selinger

Layout Artist
Donna Dunn

Le 14 mars 2004

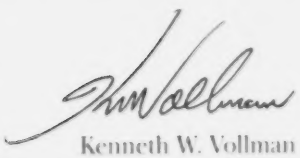
L'honorable R. John Efford, C.P., député
Ministre des Ressources naturelles
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'année terminée le 31 décembre 2003, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C., 1985, ch. n-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de mes sentiments les plus distingués.

Le président,



Kenneth W. Vollman

104-04245/

Table des matières

Lettre du président *1*

Le rôle et les attributions de l'Office national de l'énergie *3*

Points saillants des demandes présentées à l'Office *9*

Aperçu de la situation énergétique *15*

Sécurité *34*

Protection de l'environnement *40*

Efficience économique *45*

Participation du public canadien *52*

Leadership et gestion efficaces *59*

Un riche bassin d'expérience *61*

Suppléments

I Lois, règlements, directives et lignes directrices 64

II Compagnies relevant de la compétence de l'ONÉ 68

III Documents 71

IV Instances 74

V Coopération avec d'autres organismes 77

VI Liste des annexes 80

VII Structure de l'ONÉ 82

VIII Liste des abréviations 85

Table de conversion au système métrique *86*

Raison d'être

La raison d'être de l'ONÉ est de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

Vision

Être un chef de file respecté dans la réglementation des questions économiques, environnementales et de sécurité.

Buts

Les installations et les activités réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées.

Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

L'ONÉ s'acquitte de son mandat tout en favorisant une participation efficace du public.

L'ONÉ guide son personnel et gère ses ressources d'une manière efficace.

Lettre du président

La population canadienne dépend depuis longtemps du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) pour l'approvisionnement en pétrole brut et en gaz naturel. Or la production de pétrole brut classique dans le BSOC diminue depuis déjà un certain temps, tandis que la production de gaz naturel s'est stabilisée au cours des deux ou trois dernières années. Ce déclin de l'offre à partir des sources classiques a obligé les producteurs à se tourner vers les sources non classiques. Pour le gaz naturel, il s'agit du Nord et des zones extracôtières de l'Est, du méthane des gisements houillers dans le BSOC et du gaz naturel liquéfié (GNL) importé. Pour le pétrole brut, cela signifie qu'il faut augmenter la production dans les zones extracôtières de l'Est et celle du pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta. La mise en valeur des sources d'approvisionnement non classiques se traduira par des propositions d'aménagement d'installations de GNL et de construction de gazoducs et d'oléoducs. En 2003, l'Office a participé à l'élaboration d'un cadre de réglementation concertée en vue de la première demande présentée en ce sens, le projet de pipeline de la vallée du Mackenzie.

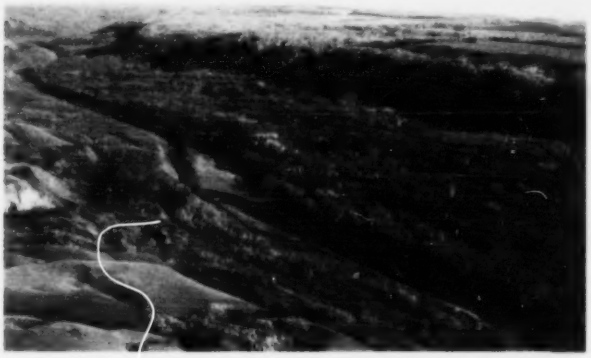
En ce qui concerne l'électricité, la demande au Canada connaît une croissance modérée, mais la capacité de production augmente à un rythme plus lent. Pour cette raison, bon nombre des projets examinés par l'ONÉ dernièrement ont pour but de hausser les importations. La panne survenue aux États-Unis et en Ontario le 14 août 2003, est venue nous rappeler toute l'importance de la fiabilité du réseau de transport d'électricité. L'Office a participé au Groupe de travail Canada–États-Unis sur la panne d'électricité mis sur pied pour faire enquête sur les causes de la panne et étudier les moyens à prendre pour réduire le risque de pannes futures.

Les Canadiens et les Canadiennes ont dû débourser davantage pour acheter des produits énergétiques en 2003. Les prix des carburants ont suivi la courbe haussière des prix du pétrole dans le monde. Par ailleurs, l'instabilité et le niveau élevé des prix du gaz naturel dans le marché nord-américain ont été le résultat du resserrement de l'offre en Amérique du Nord, où la baisse de l'offre sur le marché intérieur a exercé des pressions sur les prix lorsque la demande était forte. Les prix moyens de l'électricité, qui au Canada demeurent en grande partie réglementés, n'ont presque pas augmenté.

En raison de la diversification des sources d'approvisionnement, les Canadiens et les Canadiennes sont confrontés à des choix de plus en plus difficiles et doivent concilier des buts, des valeurs et des aspirations contradictoires. Cela a été démontré en 2003 par plusieurs audiences qui ont attiré de nombreux participants et duré plusieurs mois. De plus, l'Office a été appelé à faciliter des discussions ou trancher des questions se rapportant à plusieurs milliards de dollars en droits de transport. L'Office a participé à plusieurs occasions de partenariat et de coordination, qu'il avait lui-même sollicitées, avec un nombre croissant de ministères et d'organismes de tous les ordres de gouvernement qui ont un rôle à jouer dans la réglementation du secteur de l'énergie.

Tout indique que ces choix difficiles et, par conséquent le nombre et la portée des défis et des occasions qui se présenteront à l'ONÉ, rendra la situation plus complexe dans les années à venir. L'ONÉ considère donc que son rôle au Canada est de créer un cadre réglementaire à la fois stable et transparent pour que ses décisions reflètent ces choix énergétiques en conformité avec l'intérêt public.

Une bonne partie des mesures que l'ONÉ a prises pour simplifier les choses relève de la démarche de « réglementation intelligente », dont il a été question pour la première fois dans le *Discours du Trône* de septembre 2002, et que l'ONÉ a adoptée pour de nombreuses initiatives, dont une consiste à concentrer son attention sur les résultats, par exemple en orientant la réglementation sur l'atteinte de buts spécifiques, en clarifiant les processus de réglementation et en fournissant de l'information sur les marchés de l'énergie.



L'Office a entrepris d'axer la réglementation sur des buts en diffusant, en 1999, le *Règlement sur les pipelines terrestres* et, en 2003, le *Règlement sur les usines de traitement*. Trois autres règlements sont en cours d'élaboration et seront édictés d'ici quelques années.

La clarté de la réglementation a constitué un des principaux thèmes de l'Office en 2003. Au cours de l'année, l'ONÉ a entrepris une grande mise à jour de ses *Directives concernant les exigences de dépôt (1995)* (Directives). La publication du *Guide de dépôt de l'ONÉ*, qui remplacera les Directives, est prévue pour le printemps 2004. L'ONÉ a également élaboré des lignes directrices au sujet des réunions prédemande, dont le but est de faciliter les communications entre le personnel de l'Office et les parties externes lorsqu'il convient de le faire. Le Mécanisme approprié de règlement des différends est une autre de ces initiatives. L'Office croit que l'efficacité accrue et le recours plus fréquent aux techniques appropriées de règlement des différends peuvent favoriser la compétitivité des marchés de l'énergie et produire des avantages considérables en termes de certitude, de préservation des rapports harmonieux, de confidentialité, de souplesse et d'économies de temps et d'argent.

Afin de s'acquitter de son mandat de surveillance des marchés énergétiques, l'ONÉ informe les Canadiens et les Canadiennes à propos des tendances et des enjeux concernant l'énergie, et encourage le public à discuter des perspectives qui s'offrent au Canada dans ce domaine. Publié en juillet 2003, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, est le plus récent rapport de l'ONÉ sur les perspectives à long terme de la situation énergétique. L'Office a publié en outre trois Évaluations du marché de l'énergie (ÉME) en 2003; elles portaient respectivement sur les exportations et importations d'électricité, le marché du gaz naturel des Maritimes et les prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le BSOC. En avril 2003, nous avons diffusé le premier rapport annuel sur le rendement en matière de sécurité des sociétés assujetties à la réglementation de l'ONÉ. Intitulé *Gros plan sur la sécurité – Analyse comparative du bilan de sécurité des pipelines*, ce rapport vise à faire mieux comprendre le rendement en matière de sécurité des pipelinières réglementées par l'ONÉ.

Je crois que l'Office national de l'énergie demeure bien placé pour jouer le rôle qui lui a été confié dans le développement de l'industrie énergétique canadienne, fournir des conseils d'expert et des services et s'adapter aux changements qui se produiront dans les années à venir. Je crois également que les résultats décrits dans le présent rapport démontrent que nous sommes fermement décidés d'atteindre nos buts et de remplir notre mandat, ce vers quoi nous poursuivrons nos efforts dans l'intérêt public de toute la population canadienne.

Le rôle et les attributions de l'Office national de l'énergie

À propos de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique au Canada. Créé en 1959, il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) énonce les principales fonctions de l'ONÉ. Celles-ci consistent à réglementer la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et internationaux, ainsi que celles des lignes internationales de transport d'électricité et de certaines lignes interprovinciales désignées. L'ONÉ réglemente également certains aspects du commerce international du gaz naturel, du pétrole et de l'électricité.

Environ 45 000 kilomètres de pipelines s'étendant d'un bout à l'autre du Canada (figures 1 et 2) sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ, notamment des gazoducs haute pression et de grand diamètre, des oléoducs et des productoducs, ainsi que des pipelines de diamètre plus petit et un pipeline véhiculant du dioxyde de carbone. En 2003, les revenus bruts attribuables aux exportations de gaz naturel, de pétrole et d'électricité se sont élevés à près de 62 milliards de dollars[2] et l'excédent commercial du Canada en matière de ressources énergétiques (les exportations d'énergie moins les importations) s'est établi à 36 milliards de dollars. Au cours de 2003, les droits versés aux principales sociétés pipelinières dont les droits et tarifs[3] sont réglementés par l'ONÉ ont atteint près de 3,5 milliards de dollars (gazoducs) et 838 millions de dollars (oléoducs).

La réglementation des importations et des exportations de gaz naturel, ainsi que des exportations de pétrole et d'électricité, constitue une autre fonction clé de l'Office. L'ONÉ exerce en outre des attributions aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), pour ce qui concerne l'exploration et les activités pétrolières et gazières menées dans les régions pionnières[4], notamment dans le Nord du Canada et dans certaines zones au large des côtes (figure 3). La *Loi sur le pipe-line du Nord* et la *Loi sur l'administration de l'énergie* confèrent également à l'Office des responsabilités précises.

L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien[1] en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

La vision de l'ONÉ est d'être un chef de file respecté dans la réglementation des questions économiques, environnementales et de sécurité.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'ONÉ doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences, et rendre une décision.

2 Sauf indication contraire, les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens.

3 Montant exigé par les sociétés pipelinières pour le transport des ressources énergétiques (droits) et modalités des services rendus (tarifs).

4 Régions dans le Nord et au large des côtes qui ne sont pas assujetties à un accord fédéral-provincial de gestion partagée.

FIGURE 1
Principaux gazoducs au Canada

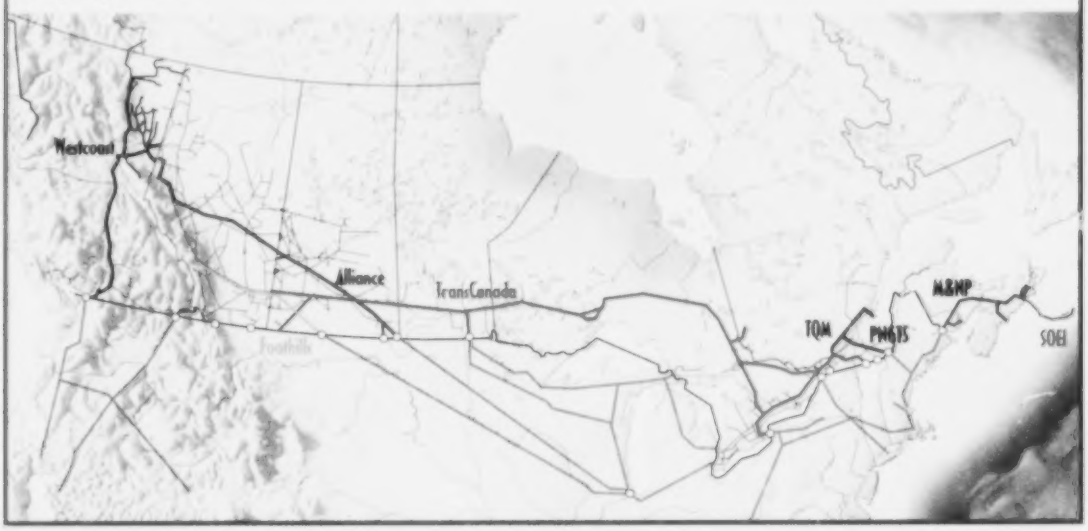
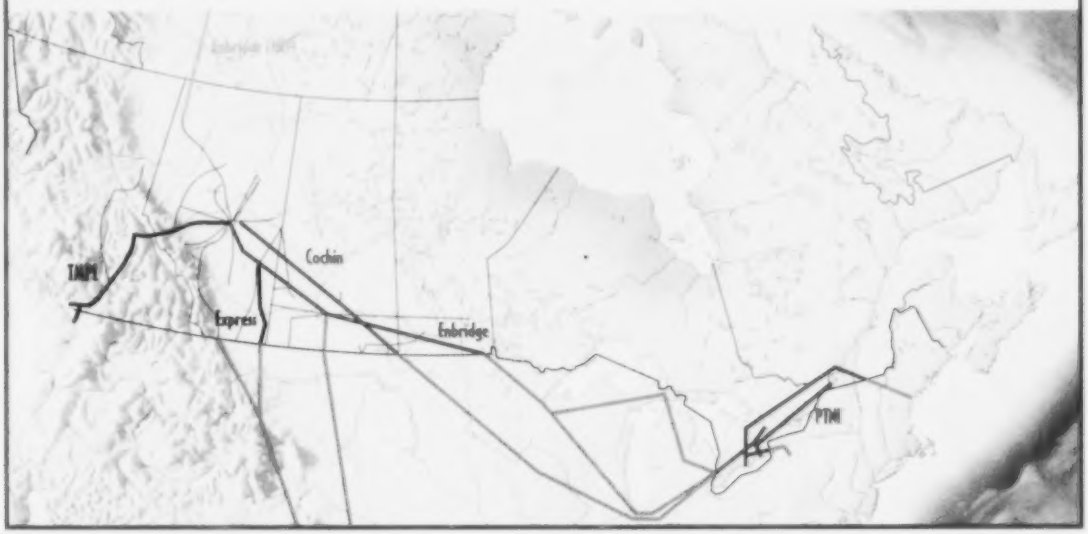
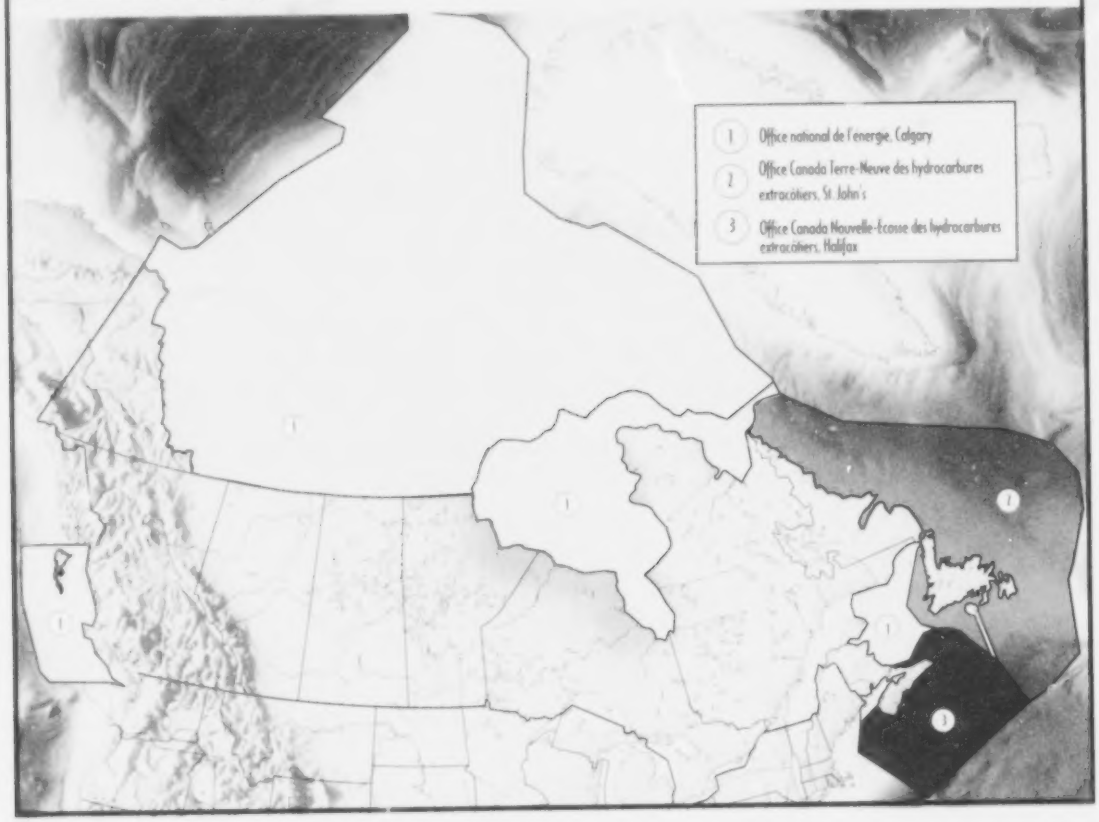


FIGURE 2
Principaux oléoducs au Canada



L'ONÉ est une cour d'archives qui détient les pouvoirs d'une cour supérieure en ce qui touche la comparution et l'interrogation de témoins sous la foi du serment, la production et l'examen de documents, ainsi que la mise en application de ses ordonnances. La Loi sur l'ONÉ prévoit la nomination d'un maximum de neuf membres permanents de l'Office, appuyés d'un personnel composé entre autres d'analystes financiers, de spécialistes de l'environnement, d'économistes, d'ingénieurs, de géologues, de géophysiciens et d'avocats. Les audiences publiques sont généralement menées par trois membres, ce qui représente un quorum à l'Office, dont un préside l'audience. Les décisions de réglementation de l'Office et les motifs qui les sous-tendent sont diffusés à titre de documents publics. Lorsqu'il rend une décision, l'Office doit concilier tous les intérêts opposés tout en veillant au bien public général.

FIGURE 3
Zones administratives des régions pionnières



Pour déterminer s'il y a lieu d'approuver un projet, l'Office examine, entre autres aspects, sa faisabilité économique, technique et financière, ainsi que les effets environnementaux et sociaux-économiques qu'il pourrait entraîner. La protection de l'environnement fait partie des attributions de l'Office en vertu de la Loi sur l'ONÉ et suivant son mandat lié à l'intérêt public. Il exerce également des attributions au chapitre de l'environnement aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. En outre, le ministre du Travail nomme des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de santé et de sécurité aux fins de l'application de la partie II du *Code canadien du travail* dans le cas des installations qui sont réglementées par l'Office.

Aux termes de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit suivre tous les aspects de l'offre, de la production, de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques qui sont du ressort du gouvernement fédéral. L'Office peut, de son propre chef, tenir des enquêtes et mener des études sur des aspects particuliers du secteur énergétique, de même que préparer des rapports à l'intention du Parlement, du gouvernement fédéral et du grand public. De plus, l'Office fournit des conseils au ministre des Ressources naturelles ainsi qu'à d'autres ministres, ministères et organismes gouvernementaux, s'ils le demandent. L'Office offre aussi une expertise technique à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), à l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), à Ressources naturelles Canada (RNCan) et à Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC).

On trouvera d'autres renseignements sur l'Office et ses activités dans son site Web à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

Faits saillants des activités de réglementation

Au cours de 2003, l'ONÉ s'est penché sur des demandes concernant de nouvelles installations pipelinières, de nouvelles lignes internationales de transport d'électricité, le dépôt de droits et de tarifs, des ordonnances et permis d'exportation à court terme et des activités dans les régions pionnières. De plus, outre d'inspecter des projets pendant et après leur construction, l'Office a procédé à la surveillance, à l'inspection et à la vérification de pipelines et d'installations en exploitation. L'ONÉ a également préparé des rapports sur l'état actuel des marchés canadiens de l'énergie et leur orientation future. Le lecteur trouvera ci-dessous un résumé de ces activités :

Certificats, ordonnances, permis et demandes approuvés en 2003

- Total de 766 certificats, ordonnances, permis et lettres d'approbation

Construction et exploitation de pipelines et de lignes de transport d'électricité en vertu des parties III et III.1 de la Loi sur l'ONÉ

- 5 certificats d'utilité publique
- 179 ordonnances

Droits et tarifs pipeliniers en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ

- 18 ordonnances

Exportation de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité en vertu de la partie VI de la Loi sur l'ONÉ

- 411 ordonnances et permis

Lettres d'approbation

- 53 lettres

Activités d'exploration et de production dans les régions pionnières en vertu de la LOPC

- 100 demandes approuvées

Activités dans les régions pionnières en vertu de la LFH

- 6 demandes de déclaration de découverte importante
- 3 demandes de déclaration de découverte exploitable

Instances

- 7 audiences publiques
- 78 jours d'audience

Vérification de la conformité

- 34 inspections durant la construction de projets
- 73 inspections de pipelines et d'installations en exploitation
- 7 vérifications de systèmes de gestion

Programme de mécanisme approprié de règlement des différends

- Traitement de 4 plaintes de propriétaires fonciers
- 1 atelier sur les droits

Publication de renseignements sur les marchés énergétiques

- *Le secteur de l'électricité au Canada, Exportations et importations : Évaluation du marché de l'énergie* (janvier 2003)
- *Le marché du gaz naturel des Maritimes : Vue d'ensemble et évaluation* (juin 2003)
- *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (juin 2003)
- *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003-2005* (décembre 2003)

ÉLABORATION DE RÈGLEMENTS ET DE DIRECTIVES

Dans le *Discours du trône* prononcé en septembre 2002, le gouvernement a présenté la réglementation intelligente comme une stratégie essentielle au maintien de l'avantage concurrentiel du Canada dans l'économie mondiale. Fidèle à cet engagement, l'ONÉ a continué de mettre au point sa propre stratégie en matière de réglementation intelligente, qui est fondée sur une démarche de réglementation axée sur les buts alliant des processus de réglementation clairs et prévisibles avec des ententes de coopération et de partenariats efficaces avec d'autres régies et organismes gouvernementaux.

Selon cette démarche, les résultats à atteindre sont formulés dans les règlements, mais les sociétés ont toute la latitude voulue pour déterminer les meilleurs moyens de les produire. La démarche axée sur les buts favorise une plus grande responsabilisation de l'industrie et encourage la souplesse et l'efficience, en plus de permettre l'adoption en temps utile de méthodes améliorées en matière d'exploitation et de sécurité.

Le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement* est entré en vigueur en janvier 2003. Établi à partir d'une démarche axée sur les buts, il s'applique à la conception, à la construction, à l'exploitation et à la cessation d'exploitation des usines de traitement du gaz naturel réglementées par le gouvernement fédéral. L'ONÉ suit la même démarche pour élaborer d'autres règlements proposés tels que le *Règlement sur la prévention des dommages*, le *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada* et le *Règlement sur le forage et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz au Canada.*

En janvier 2003, l'ONÉ a publié une nouvelle version des *Notes d'orientation liées au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres.* Les notes révisées sont le fruit d'une vaste consultation avec les intéressés, qui a été lancée lors de l'Atelier du printemps organisé par l'ONÉ en juin 2002. En 2003, en vue d'être assisté dans l'élaboration du nouveau projet de *Règlement sur la prévention des dommages*, l'Office a mené auprès de groupes intéressés d'un bout à l'autre du Canada un grand programme de consultation au sujet de l'ébauche conceptuelle du projet, diffusée en mai 2002. De plus, l'avant-projet intitulé *Ébauche des Notes d'orientation relatives au Règlement sur la prévention des dommages* a été publié en novembre 2003 pour recueillir les commentaires des intéressés.

Le nouveau *Guide de dépôt de l'ONÉ*, qui constitue une version révisée des *Directives concernant les exigences de dépôt* (1995), est un outil essentiel pour favoriser l'intégralité des demandes

présentées à l'Office aux termes de la Loi sur l'ONÉ. Il expose les renseignements requis par l'Office pour évaluer un projet et rendre une décision éclairée. En précisant les renseignements que devront déposer les demandeurs, l'ONÉ s'attend à recevoir plus de demandes exhaustives, ce qui contribuera à réduire le nombre de demandes de renseignements formulées par l'Office et à accroître l'efficacité du processus de traitement. La publication du *Guide de dépôt de l'ONÉ* est prévue pour le printemps 2004.

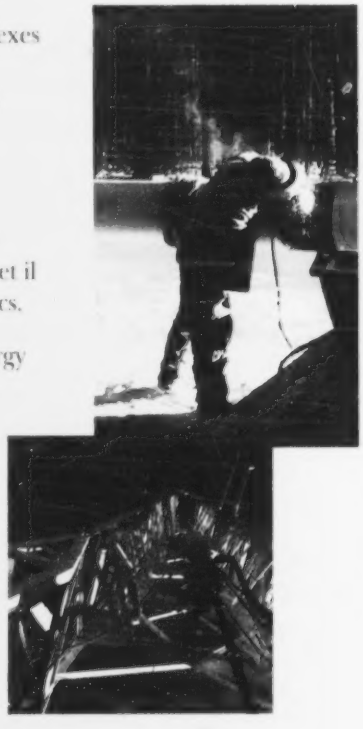
L'ONÉ s'est également employé à élaborer et à actualiser un certain nombre de règlements s'appliquant aux activités d'exploration et de mise en valeur menées en vertu de la LOPC. Ces règlements, élaborés en collaboration avec RNCan, l'OCTHE, l'OCNHE, le ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse et le ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve, vise à assurer une approche de réglementation uniforme pour les activités menées dans les régions extracôtières, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut. L'ONÉ a aussi fourni des conseils à Développement des ressources humaines Canada lors de l'actualisation du *Règlement sur la santé et la sécurité au travail (pétrole et gaz)* aux termes du *Code canadien du travail, Partie II*.

L'Office a continué de participer, de concert avec des membres de l'industrie, des représentants du gouvernement et des groupes intéressés, à des initiatives visant l'élaboration de normes consensuelles, de pratiques exemplaires et d'approches uniformes au chapitre de la sécurité et de l'environnement. À titre d'exemple, l'ONÉ a travaillé à la révision de la norme CSA-Z662 se rapportant aux réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, publiée en juillet 2003 par l'Association canadienne de normalisation.

Points saillants des demandes présentées à l'Office

Au cours de 2003, l'Office s'est penché sur des demandes concernant de nouvelles installations pipelinières, de nouvelles lignes internationales de transport d'électricité, le dépôt de droits et de tarifs, des ordonnances autorisant l'exportation de pétrole et de gaz à court terme et des permis d'exportation d'électricité. Le lecteur trouvera des précisions au sujet des décisions rendues en 2003 dans les annexes B, C et E.

Lorsqu'il étudie une demande, qu'elle soit complexe ou non, l'Office est conscient de ses responsabilités à l'égard de l'intérêt public. Sur ce chapitre, les demandes visant des pipelines, des agrandissements d'installations ou des lignes de transport d'électricité de moindre envergure exigent de l'Office un examen aussi attentif que celles qui concernent des installations de grande ampleur. En 2003, plusieurs demandes posant des questions sociales et environnementales complexes ont suscité une très grande participation du public. L'Office est conscient que l'équilibre entre les divers intérêts publics doit primer, quelle que soit la demande dont il est saisi.



Installations pipelinières

Au cours de 2003, l'Office a examiné plusieurs demandes majeures se rapportant à des installations de gaz naturel en Colombie-Britannique et il a convoqué deux audiences publiques au sujet d'installations d'oléoducs.

En janvier 2003, l'Office a approuvé une demande de Westcoast Energy Inc., qui exerce ses activités sous la dénomination sociale de Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast), au sujet de l'agrandissement de sa canalisation principale sud. Les installations approuvées comprennent six doublements distincts d'un diamètre de 1 067 millimètres[5], sur une distance totale d'environ 54,6 kilomètres le long de sa canalisation principale sud actuelle, et des installations additionnelles à plusieurs stations de compression et de comptage, ce qui accroîtra la capacité de la canalisation principale sud de quelque 5,7 $10^3 m^3/j$. En avril 2003, Westcoast a informé l'ONÉ que 3,3 $10^3 m^3/j$ de capacité pipelinière sur la canalisation principale sud n'avaient pas été renouvelés de sorte que la société avait reporté la construction d'une partie des installations approuvées.

En août 2003, l'Office a approuvé une demande de Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord) visant l'accroissement de la capacité de son réseau de transport de produits pétroliers entre Montréal (Québec) et Farran's Point, près d'Ingleside (Ontario), et l'inversion du sens de l'écoulement entre Farran's Point et Clarkson Junction à Mississauga (Ontario). Dans le cadre de sa décision, l'Office a également approuvé un droit d'accès prioritaire sur le tronçon

5 L'ONÉ utilise le système international d'unités. Le lecteur trouvera une table de conversion au système métrique à la fin du présent rapport.

Montréal-Oakville pour 7,3 $10^3 m^3/j$ à Petro-Canada et 1,8 $10^3 m^3/j$ à Ultramar Ltée, tel qu'il est décrit dans l'entente d'accès prioritaire conclue par chacune avec Trans-Nord. Le projet comprenait le remplacement de quatre tronçons sur une distance d'environ 72,5 kilomètres entre Montréal et Farran's Point, la mise à niveau de quatre stations de pompage situées respectivement à Montréal et à Como (Québec) ainsi qu'à Lancaster et à Ingleside (Ontario), la construction de quatre réservoirs de stockage à la station de pompage de Farran's Point, de même que la construction de trois stations de pompage, près d'Iroquois, de Mallorytown et d'Ingleside (Ontario).

En septembre 2003, l'Office a approuvé une demande de EnCana Ekwan Pipeline Inc. visant la construction et l'exploitation d'un pipeline de gaz naturel non corrosif. Le pipeline approuvé consiste en des canalisations de 610 millimètres de diamètre d'une longueur de 82,5 kilomètres, ainsi que des installations connexes, dont la capacité nominale est d'environ 11,8 $10^3 m^3/j$. Le pipeline s'étendra de l'usine à gaz Sierra de EnCana Oil & Gas Partnership près de Fort Nelson (Colombie-Britannique) jusqu'à un point de raccordement situé sur la canalisation principale de Nova Gas Transmission Ltd., près de Rainbow Lake (Alberta).

En novembre 2003, l'Office a approuvé une demande de Trans-Nord en vue de déplacer une section d'environ 525 mètres de son pipeline de 406,4 millimètres de diamètre et d'abaisser deux autres sections de son pipeline de dérivés raffinés du pétrole dans le parc King's Forest, à Hamilton (Ontario). La ville de Hamilton avait demandé à Trans-Nord de déplacer et d'abaisser son pipeline afin de permettre la construction de l'autoroute Red Hill Creek. L'Office a examiné le projet dans le cadre d'une audience publique par voie de mémoires.

Également en novembre 2003, l'Office a approuvé une demande soumise par Georgia Strait Crossing Pipeline Limited, pour le compte de GSX Canada Limited Partnership, visant la construction et l'exploitation du pipeline GSX Canada. Le pipeline constitue le tronçon canadien du projet Georgia Strait Crossing, un nouveau pipeline international qui permettrait de transporter du gaz naturel depuis Sumas (État de Washington) jusqu'à l'île de Vancouver (Colombie-Britannique). Le pipeline GSX Canada comporterait environ 60 kilomètres de canalisations de 406 millimètres de diamètre ainsi que des installations connexes. Il s'étendrait à partir d'un point sur la frontière canado-américaine situé dans le passage Boundary jusqu'à un point au sud de Duncan, sur l'île de Vancouver.

La demande a été examinée par une Commission d'examen conjoint constituée à cette fin en vertu de la LCÉE et de la Loi sur l'ONÉ. Elle a été approuvée à la suite de la réponse du gouvernement du Canada au rapport de la Commission, qui a été publié en juillet 2003. Dans son rapport, la Commission a conclu que le projet de pipeline de GSX Canada n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants pourvu que soient mises en oeuvre les recommandations qu'elle a formulées à l'égard des questions environnementales et que les mesures d'atténuation appropriées circonscrites au cours de son examen soient mises en application. Dans sa réponse, le gouvernement a également exigé que des conditions environnementales fassent partie de toute approbation réglementaire. Par la suite, la Commission a rendu sa décision en vertu de la Loi sur l'ONÉ et, sous réserve de l'agrément de la gouverneure en conseil, a délivré un certificat d'utilité publique à l'égard du projet de pipeline GSX Canada. Le certificat est assujetti au respect de 33 conditions, y compris l'obtention des approbations réglementaires pour la centrale électrique proposée, soit Vancouver Island Generation Project (VIGP), qui serait située près de Nanaimo.

En février 2003, EnCana Corporation (EnCana) a demandé que le traitement de la demande au sujet du projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier Deep Panuke dont elle

avait saisi l'OCNHE et l'ONÉ soit ajourné *sine die* et que l'instance soit suspendue. L'OCNHE et l'ONÉ ont convenu de suspendre le processus d'examen public coordonné du projet. L'ONÉ a annulé l'autorisation accordée au membre qu'il avait désigné en vertu de l'article 15 de la Loi sur l'ONÉ, et a ajourné l'instance GH-4-2002. En décembre 2003, EnCana a retiré la requête qu'elle avait présentée auprès des deux organismes et a demandé qu'ils en cessent l'examen.

Questions de droits et de tarifs

En 2003, l'Office a tenu une seule audience publique afin d'étudier des questions de droits. L'ONÉ a aussi approuvé des demandes non contestées se rapportant à des règlements sur les droits et à des tarifs pipeliniers en plus d'effectuer la vérification des états financiers d'un certain nombre de sociétés.

En février 2003, l'Office a convoqué l'audience RH-1-2002. Il s'agissait de la première fois que toutes les composantes du coût du service sur le réseau principal de TransCanada Pipelines Limited (TransCanada) étaient contestées depuis l'établissement des droits pour l'année d'essai 1994 dans le cadre de l'instance RH-4-93. Dans sa décision, publiée en juillet 2003, l'Office a approuvé une base tarifaire moyenne de 8,57 milliards de dollars pour 2003 et des besoins en revenus nets de 1,9 milliard de dollars, soit approximativement 17 millions de dollars de plus que le niveau de 2002. En outre, l'Office a autorisé une nouvelle zone tarifaire du Sud-Ouest, mais a exigé de TransCanada qu'elle rende compte de son utilisation dans les deux ans suivant la mise en oeuvre du nouveau tarif. L'Office a approuvé le relèvement du prix plancher minimum de soumission pour le service de transport interruptible, lequel passe de 80 à 110 % du droit du service garanti, à un facteur de charge de 100 %. Enfin, l'Office a aussi autorisé un taux d'amortissement d'environ 3,42 % pour 2003, ce qui représente un relèvement par rapport au taux de 2,89 % pour 2002.

En juillet 2003, Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a déposé un règlement non contesté sur les droits de 2004, 2005 et 2006. Ce règlement comporte une caractéristique unique en ce sens qu'un montant moyen des droits est établi pour chacune de ces trois années. Ce montant est rajusté en fonction du solde des comptes de report de l'exercice précédent. Aucune partie intéressée ne s'est opposée au règlement sur les droits de sorte que l'Office l'a approuvé tel qu'il avait été déposé.

Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) a déposé une demande aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ en vue d'obtenir l'approbation du règlement qu'elle avait conclu dans une entente avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers en janvier 2003. L'entente visait certaines modifications à la méthode du coût du service utilisée pour fixer les droits que Foothills peut exiger, ainsi qu'une « charge spéciale » recouvrée par Foothills à même les droits qu'elle exige en contrepartie de certaines dépenses engagées dans la construction du tronçon nord du projet du Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska. L'Office a approuvé l'entente en mars 2003.

En juillet 2003, Westcoast a déposé une demande visant l'approbation des droits définitifs pour 2003. Trois parties intéressées s'y sont opposées, contestant certains aspects de la méthodologie utilisée pour déterminer le montant de l'impôt sur le revenu. En novembre 2003, suivant l'examen des commentaires formulés par Westcoast et les parties intéressées, l'Office a rejeté les arguments invoqués par ces dernières et il a approuvé les droits tels qu'ils avaient été déposés. L'Office a aussi autorisé un nouveau droit pour le service de transport garanti que Westcoast fournit à Terasen Gas Inc. entre Kingsvale et Huntingdon (Colombie-Britannique).

Transport d'électricité

Au cours de 2003, l'ONÉ a tenu deux audiences portant sur des projets de lignes internationales de transport d'électricité (LIT).

La Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a déposé une demande touchant à la construction d'une LIT de 95,5 kilomètres de long à une tension de 345 kilovolts. La LIT proposée s'étendrait du terminal de transmission existant de la centrale de Pointe Lepreau à un point situé près de Woodland sur la frontière entre le Maine et le Nouveau-Brunswick. Initialement déposée en 2001, la demande a été modifiée en 2002. En janvier 2003, des membres du personnel de l'Office ont tenu des séances d'information publique à Rennfield et à St. Stephen (Nouveau-Brunswick) visant à renseigner les parties intéressées sur le processus d'audience publique de l'ONÉ. L'Office a approuvé la demande en mai 2003, suivant une audience tenue en mars 2003, à Saint John (Nouveau-Brunswick).

En juillet 1999, Sumas Energy 2 Inc. (SE2) a déposé une demande (modifiée en octobre 2000) visant la construction et l'exploitation d'une LIT à 230 kilovolts. La LIT proposée partirait de Sumas (États-Unis), franchirait la frontière canado-américaine près d'Abbotsford (Colombie-Britannique) et s'étendrait sur environ 8,5 kilomètres vers le nord, jusqu'à la sous-station Clayburn de BC Hydro. La LIT proposée transporterait de l'électricité vers le réseau de distribution de la Colombie-Britannique à partir d'une centrale alimentée au gaz qui serait construite et exploitée par SE2 à Sumas, dans l'État de Washington. L'audience au sujet de la demande s'est déroulée sur 39 jours, de janvier 2001 à septembre 2003, et a suscité la participation d'environ 400 intervenants, un nombre record pour une instance de l'ONÉ. En décembre 2003, conformément à la LCÉE, l'Office a diffusé son rapport d'examen environnemental préalable pour fins d'examen et de commentaires par le public.

Activités dans les régions pionnières

L'exploration a été concentrée surtout dans le sud des Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) et dans la région de la basse vallée du Mackenzie et du delta du Mackenzie. En 2003, les travaux géophysiques ont ralenti considérablement, tandis que les programmes de forage se sont poursuivis à un rythme beaucoup plus intense que l'année précédente. Dans le sud des T.N.-O., près du hameau de Fort Liard, et dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, l'industrie s'est consacrée avant tout à des travaux géophysiques et au forage de puits d'exploration.

En 2003, l'Office a continué d'évaluer des demandes concernant des projets dans les régions pionnières. Ces projets consistaient pour la plupart à raccorder des réserves gazières découvertes dans le sud des T.N.-O. Le gisement de gaz et de pétrole de Cameron Hills a été mis en production initiale et raccordé au réseau pipelinier de Cameron Hills, lui-même relié à des pipelines qui desservent les marchés nord-américains. En outre, les activités de production se sont poursuivies dans trois champs gaziers exploités près de Fort Liard, au champ Norman Wells et au champ gazier Ikhil, lequel approvisionne la ville d'Inuvik. Toujours en 2003, on a poursuivi la cessation d'exploitation des installations de production et des puits du champ de gaz de Pointed Mountain, situé près de Fort Liard, qui a produit du gaz de 1972 à 2001.

L'Office a également été saisi de plusieurs demandes concernant des découvertes importantes et des découvertes exploitables dans le sud et le nord des Territoires du Nord-Ouest, en vertu de l'article 28 (ou de l'article 35) de la LFH, par suite d'une saison de forages d'exploration pétrolière fructueuse au nord du 60e parallèle.

En décembre 2003, l'Office, en vertu de l'article 25 de la LCÉE, a demandé au ministre de l'Environnement de renvoyer à une commission d'examen l'évaluation d'une demande soumise par Geophysical Service Incorporated (GSI). La demande de GSI, présentée en septembre 2002, visait la collecte d'au plus 2 500 kilomètres linéaires de données sismiques marines bidimensionnelles dans l'ouest du golfe du Saint-Laurent, principalement dans la zone comprise entre l'île d'Anticosti, la Gaspésie et les îles de la Madeleine. Dans le cadre de son évaluation menée en conformité avec la LCÉE, l'ONÉ a sollicité et a obtenu de nombreux commentaires du public et d'autorités fédérales pourvues des connaissances voulues à l'égard du projet. L'Office a déterminé que le projet est susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que les préoccupations du public justifiaient un examen par une commission.

Coopération en matière de réglementation dans le Nord

Au cours de 2003, les régies et organismes chargés des évaluations réglementaires et environnementales dans la vallée du Mackenzie (12 organisations au total, dont l'ONÉ) ont commencé à mettre en oeuvre le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (juin 2002) (Plan de coopération). Le plan de coopération établit un processus coordonné pour l'examen d'une éventuelle demande de construction d'un important gazoduc, afin de réduire les chevauchements, d'accroître la certitude et la célérité du processus d'examen, et de rehausser la participation du public. La mise sur pied du Secrétariat du projet de gaz du Nord (SPGN) représente un élément clé du processus. Le SPGN, dont le rôle est d'assister les parties au Plan de coopération, a officiellement ouvert ses portes en décembre 2003.

En juin 2003, la société Imperial Oil Resources Ventures Limited, pour son propre compte, ConocoPhilips Canada (North) Limited, Shell Canada Limitée, ExxonMobil Canada Properties et l'Aboriginal Pipeline Group ont déposé une trousse d'information préliminaire sur le projet gazier Mackenzie proposé auprès des diverses régies et organismes. Suivant la réception de la trousse et la présentation de demandes auprès de l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, on a amorcé la coordination des processus d'évaluation environnementale du projet et fait les premiers pas vers la formation d'une Commission d'examen conjoint du projet. À ce jour, aucune demande touchant la construction du pipeline n'a été déposée.

Enfin, de concert avec plusieurs autres intervenants, l'ONÉ a participé à la mise au point de la version préliminaire des *Lignes directrices concernant l'évaluation des répercussions environnementales*, une initiative de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie. Les lignes directrices ont été diffusées pour fins de discussions et de commentaires en décembre 2003.

Aperçu de la situation énergétique

Afin d'informer régulièrement le public canadien des tendances et enjeux qu'il constate dans les marchés énergétiques, l'Office assure une surveillance approfondie de la conjoncture des marchés pour tous les produits qu'il réglemente. Le lecteur trouvera dans les pages qui suivent un aperçu de l'offre, de la consommation, de la production, des prix et du commerce de l'énergie au Canada au cours des cinq dernières années. Les annexes qui accompagnent le rapport annuel sous forme de document distinct présentent des données détaillées sur l'offre et l'utilisation du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité, les activités de l'industrie, les certificats délivrés à l'égard d'installations, les ordonnances et licences d'exportation ainsi que les données financières sur les pipelines (voir la liste des annexes dans le supplément VI).

En 2003, les marchés de l'énergie au Canada ont été caractérisés par des prix plus élevés et plus instables qu'en 2002. Les prix des produits énergétiques canadiens auraient atteint des sommets encore plus hauts n'eut été de la hausse de 18 % du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, notre dollar étant passé de 0,65 $US à 0,77 $US au cours des douze derniers mois. L'année 2003 a aussi été marquée par un niveau record d'activités d'exploration et de mise en valeur, le nombre d'appareils de forage actifs, le nombre de puits forés et les prix des droits fonciers en faisant foi.

En 2003, la production de gaz naturel au Canada est demeurée essentiellement inchangée malgré le nombre record de puits forés, ce qui reflète l'approche de la maturité des activités d'exploration et de mise en valeur dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Le faible niveau des stocks de gaz naturel au printemps, conjugué aux préoccupations à l'égard des approvisionnements et au raffermissement des prix du pétrole, a généralement entraîné un mouvement à la hausse des prix du gaz naturel au cours de l'exercice, ces derniers ayant maintenu une moyenne de 6,31 $ le gigajoule en 2003.

La guerre en Irak et les hostilités persistantes, jumelées à d'autres problèmes géopolitiques comme les troubles politiques et sociaux qui se sont manifestés au Venezuela et au Nigéria, ont soulevé beaucoup d'incertitude sur les marchés du pétrole brut et fait grimper les prix moyens du pétrole en 2003. L'indice du pétrole brut de référence West Texas Intermediate (WTI) s'est établi en moyenne à 31 $US le baril, soit un bond d'environ 5 $US le baril par rapport à 2002. Au Canada, la tendance sur les marchés du pétrole brut s'est poursuivie, le déclin de la production de pétrole brut classique dans le BSOC étant plus que contrebalancé par l'essor des activités de production sur la côte Est et dans les zones de gisements de sables bitumineux. En 2003, les données estimatives de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) concernant les réserves établies de bitume brut (sables bitumineux) ont été reconnues officiellement pour la première fois dans le résumé annuel des réserves pétrolières mondiales du *Oil and Gas Journal*.

Au cours de 2003, les marchés canadiens de l'électricité ont continué d'être marqués par des efforts visant à restructurer l'industrie. L'ampleur des restructurations a varié grandement

parce que la réglementation de l'industrie de l'électricité relève généralement de la compétence des provinces et des territoires. D'une manière générale toutefois, la quantité d'électricité produite au Canada a ralenti partout en raison des mauvaises conditions hydriques, mais cette baisse a été contrebalancée dans une certaine mesure en Ontario par la remise en service de plusieurs installations nucléaires. La panne d'électricité du 14 août, qui a touché une région comptant quelque 50 millions de personnes et où la charge électrique était de 61 800 mégawatts dans huit États américains et en Ontario, a représenté un événement majeur en 2003. Des régions de l'Ontario ont connu des pannes consécutives pendant plus d'une semaine avant que la situation revienne entièrement à la normale.

L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE CANADIENNE

En 2003, l'industrie énergétique représentait environ 6 % du produit intérieur brut (PIB) canadien et elle employait un peu moins de 300 000 personnes, ce qui représente 1,7 % de la population active canadienne. Selon les estimations, les revenus tirés des exportations d'énergie ont augmenté pour s'établir à 16 % de la totalité des exportations canadiennes, comparativement à 12 % en 2002. Cette hausse est attribuable en grande partie au relèvement des prix des produits énergétiques de base.

Au cours de 2003, la croissance économique a ralenti au Canada, en raison principalement des effets du syndrome respiratoire aigu sévère (SRAS), des préoccupations à l'égard de l'encéphalopathie spongiforme bovine (ESB) et de l'escalade du dollar canadien. Le PIB canadien réel a affiché une croissance de 2 % seulement, contre 3,3 % en 2002. Durant la période 1999-2003, le PIB canadien réel a augmenté de 3,5 % en moyenne par année.

La production totale d'énergie au Canada s'est accrue d'un peu moins de 1 % en 2003, comparativement à 0,5 % en 2002 (tableau 1). Durant la période 1999-2003, elle a augmenté en moyenne de 1,4 % par année, ce qui est comparable avec la progression du PIB réel moyen.

Le pétrole et le gaz naturel ont représenté plus de 75 % des sources d'énergie produites au Canada. Tandis que la production de pétrole a enregistré une hausse de 8 % et que le volume des exportations aux États-Unis a lui aussi augmenté, la production de la plupart des autres sources d'énergie a subi un léger recul. Le faible fléchissement de la production d'hydroélectricité, attribuable aux mauvaises conditions hydriques, a été contrebalancé en partie par une augmentation de la quantité d'énergie nucléaire produite en Ontario. La baisse de 9 % au titre de la production de charbon peut être imputée à la fermeture d'un certain nombre d'installations ainsi qu'à la restructuration et à la consolidation des activités de l'industrie qui ont marqué le début de l'année 2003. La part des énergies renouvelables et autres a augmenté de près de 2 % par rapport à l'année précédente.

TABLEAU 1
Production d'énergie au Canada selon la source
(en pétajoules)

	1999	2000	2001	2002	2003[a]
Pétrole[b]	5 430	5 672	5 712	5 831	6 418
Gaz naturel	6 189	6 403	6 534	6 514	6 367
Hydroélectricité	1 232	1 277	1 188	1 249	1 190
Énergie nucléaire	801	794	836	824	847
Charbon	1 589	1 510	1 533	1 430	1 303
Énergies renouvelables et autres	627	627	588	631	650
Total	15 868	16 283	16 391	16 479	16 775

a) Estimations
b) Pétrole brut et liquides de gaz naturel extraits aux usines de gaz (LGN)
Sources : Statistique Canada, ONE

D'après les estimations préliminaires, la consommation d'énergie sur le marché intérieur aurait augmenté d'environ 2,5 % en 2003, ce qui est supérieur à la croissance de l'économie canadienne, et cela, malgré la hausse du cours des produits de base. Durant la période

1999-2003 toutefois, la consommation d'énergie canadienne a progressé en moyenne de 1,9 % par année, comparativement à un taux d'augmentation du PIB réel moyen d'environ 3,5 % par année, ce qui révèle une tendance à la baisse de l'intensité énergétique dans l'économie (tableau 2).

Au cours de 2003, les consommateurs d'énergie ont été aux prises avec une hausse des prix de l'énergie (tableau 3). L'envolée des prix du gaz naturel a entraîné des difficultés pour un certain nombre d'utilisateurs, en particulier les abonnés résidentiels et ceux du secteur industriel qui ont été peu en mesure de se tourner vers d'autres combustibles. Les prix du disponible (AECO-C) ont grimpé à plus de 8 $ le gigajoule en mars, à la fin de la saison de chauffage 2002-2003, affichant une moyenne de 6,31 $ pour l'année, contre 3,83 $ en 2002. La hausse des prix du pétrole en 2003 a donné lieu à une augmentation des prix de détail de l'essence, du carburant diesel et du mazout de chauffage d'un bout à l'autre du Canada.

Les prix de l'électricité ont continué d'être réglementés dans la plupart des régions. Les données sur les prix révèlent que les prix de l'électricité canadienne destinée au secteur résidentiel ont augmenté d'environ 5 %, les augmentations s'étant produites surtout dans les marchés non réglementés.

TABLEAU 2
Consommation d'énergie au Canada[a]
(en pétajoules)

	1999	2000	2001	2002	2003[b]
Chauffage des bâtiments	1 820	1 934	1 885	1 976	1 989
Transports	2 307	2 280	2 240	2 250	2 340
Autres utilisations[c]	3 005	3 162	3 050	3 179	3 284
Utilisation à des fins non énergétiques[d]	829	790	863	894	849
Production d'électricité[e]	1 780	1 804	1 841	1 937	2 030
Total	9 741	9 970	9 879	10 236	10 492

a) Comprend l'énergie importée
b) Estimations
c) Climatisation et ventilation ainsi que diverses applications industrielles
d) Charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique, anodes, cathodes, lubrifiants et autres produits
e) Consommation et pertes des producteurs de même que les besoins au titre de conversion de l'énergie nucléaire

Sources : Statistique Canada, ONE

TABLEAU 3
Prix moyen des produits énergétiques[a]

Produit	1999	2000	2001	2002	2003[d]
Gaz naturel ($/GJ)[a]	2,8	4,8	5,9	3,8	6,3
Essence sans plomb (¢/litre)[b]	50,8	71,2	69,9	69,4	73,6
Diesel n° 1 (¢/litre)[b]	53,6	67,4	68,1	63,0	69,1
Mazout de chauffage (¢/litre)[b]	37,2	53,9	53,3	49,9	57,2
Électricité (¢/kWh)[c]	7,9	7,9	7,2	8,5	8,9

a) Prix AECO-C, compte non tenu des frais de transport et de distribution
b) Moyenne des stations (libre-service ou non), 10 villes canadiennes
c) Moyenne de 11 villes canadiennes, taxes non comprises
d) Estimations

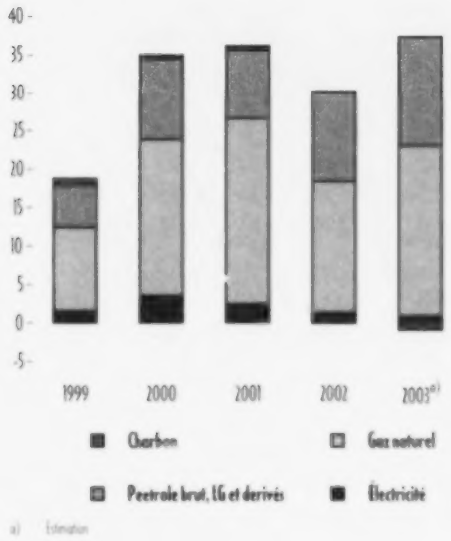
Sources : Statistique Canada, ONE, Hydro-Québec

En 2003, le total des revenus bruts tirés des exportations de gaz naturel, de pétrole, d'électricité et de charbon s'est établi à près de 62 milliards de dollars, quelque 27 % de plus qu'en 2002, surtout en raison du relèvement des prix à l'exportation des produits de base. L'excédent commercial enregistré en 2003 par le Canada au chapitre de l'énergie (la valeur des exportations d'énergie moins celle des importations d'énergie) s'est élevé à 36 milliards de dollars, soit une hausse de 6 milliards de dollars par rapport à 2002 (figure 4).

ACTIVITÉS EN AMONT

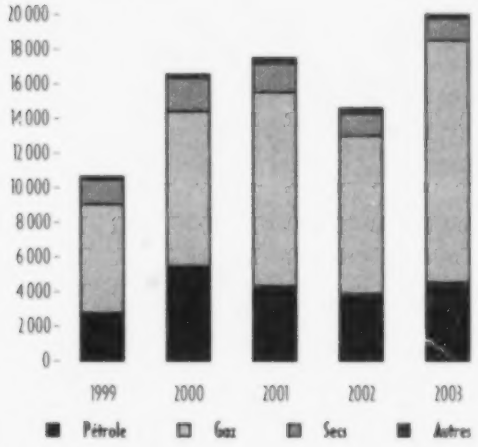
Du fait du relèvement des prix des produits de base et du bas niveau des stocks de gaz naturel au début de l'exercice, un nombre sans précédent de 19 957 puits ont été forés en 2003. Ce chiffre dépasse le record précédent de 17 461 enregistré en 2001, et représente 5 399 puits de plus qu'en 2002 (figure 5). En 2003, la vigueur des prix du gaz naturel a continué de susciter l'intérêt à l'égard du gaz naturel, le nombre de complétions de puits de gaz, soit 14 010, ayant représenté 70 % de toutes les complétions. Le forage de puits de pétrole a augmenté de 17 % par rapport à 2002, donnant lieu à la complétion de 4 488 puits. En 2003, le nombre de puits

FIGURE 4
Revenus nets tirés de l'exportation des produits énergétiques
(en milliards de dollars)



a) Estimation

FIGURE 5
Nombre de puits forés



secs par rapport au nombre total de puits forés a diminué de 6,3 %, comparativement à 8,9 % en 2002. Cela pourrait être attribuable aux avancées technologiques dans le secteur du forage et de l'exploration, ainsi qu'à une plus forte concentration des travaux de forage dans les zones de production établies.

La concurrence pour les droits fonciers s'est amplifiée en 2003 et a donné lieu à un nombre sans précédent de ventes de permis et de concessions conférant des droits d'exploration et de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières. Dans les quatre provinces de l'Ouest, les revenus encaissés au titre des primes à la vente de terres ont augmenté de 91 % pour atteindre 1,7 milliard de dollars, notamment sous l'impulsion de ventes record en Colombie-Britannique et presque sans précédent en Saskatchewan. La Colombie-Britannique, surtout en raison de la réforme de son régime de redevances pétrolières et gazières, a établi un record provincial pour les ventes annuelles, soit 647 millions de dollars, ainsi qu'un record mensuel pour une vente aux enchères de concessions pétrolières et gazières au Canada en encaissant des revenus nets de 418 millions de dollars en septembre. La Saskatchewan a affiché le deuxième plus haut montant annuel de primes de son histoire, soit 159 millions de dollars. Le prix moyen à l'hectare dans le BSOC a augmenté pour passer à 346 $ contre 209 $ en 2002. En plus de l'intérêt manifesté pour les régions traditionnelles, la région Deep Basin et celles des piémonts de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, de même que les zones de méthane de gisements houillers, ont attiré plus d'attention.

De plus, suivant le régime d'appels d'offres en vigueur, où une soumission correspond au montant que le soumissionnaire est prêt à engager pour la prospection, la Saskatchewan a accepté des soumissions d'un montant global de 15,1 millions de dollars visant 629 500 hectares et la Colombie-Britannique des soumission d'un montant de 14 800 $ portant sur 91 389 hectares.

Il y a eu aussi un intérêt plus vif pour l'acquisition de droits fonciers dans les régions pionnières, surtout au large de la côte Est, les soumissions à Terre-Neuve atteignant un montant de 673 millions de dollars pour 2,1 millions d'hectares, la totalité dans le bassin Orphan, alors que la Nouvelle-Écosse acceptait des soumissions de 14,1 millions de dollars pour 150 000 hectares et l'Île-du-Prince-Édouard, des soumissions de 3,3 millions de dollars visant 107 000 hectares. Dans les Territoires du Nord-Ouest, des permis d'un montant de 1,1 million de dollars portant sur 80 000 hectares dans le centre de la vallée du Mackenzie ont été délivrés.

L'activité liée aux relevés sismiques a été moins intense en 2003. Le nombre moyen d'équipes au travail est passé de 27 par mois en 2002 à 21 en 2003. Ce chiffre, qui est inférieur à la moyenne des cinq dernières années, marque un niveau d'activité réduite dans ce secteur pour la deuxième année consécutive. Dans l'Ouest canadien, les travaux sismiques ont surtout été concentrés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que dans la partie ouest et les régions centrales de l'Alberta.

Au cours de 2003, les activités de forage dans l'Ouest canadien ont enregistré une forte croissance, la moyenne mensuelle du nombre d'appareils de forage s'étant établie à 397, soit une hausse de 40 % par rapport à 2002 et 36 appareils hebdomadaires de plus qu'en 2001, année record. La vigueur des prix du pétrole et du gaz a permis aux producteurs d'intensifier leurs programmes de forage. Les régions qui ont connu le plus d'activités ont été le nord-est de la Colombie-Britannique, les piémonts de l'Alberta, le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan.

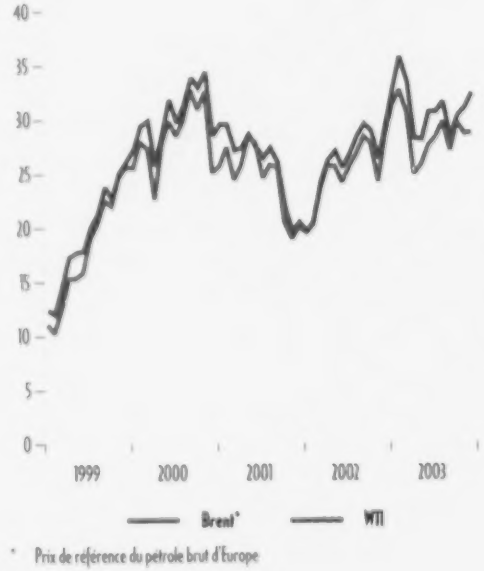
En 2003, des dépenses de l'ordre de 23 milliards de dollars ont été engagées dans l'exploration et la mise en valeur des zones de sources classiques et des régions pionnières (exception faite des sables bitumineux), soit 35 % de plus qu'en 2002. Les dépenses d'exploration continuent de représenter environ un tiers du total des dépenses d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières au Canada.

Pétrole brut et liquides de gaz naturel

Marchés internationaux

Les prix mondiaux du pétrole brut ont été attisés en 2003 sous l'impulsion des tensions géopolitiques croissantes. Au début de l'exercice, l'indice WTI affichait 32 $US pour atteindre près de 40 $US à la fin de février 2003. Les facteurs de cette hausse ont été un fort resserrement des stocks globaux par suite de la grève générale au Venezuela en décembre 2002, qui a entraîné un ralentissement exceptionnel de la production pétrolière dans ce pays au début de 2003, et l'attente d'une invasion de l'Irak par les États-Unis. Les prix ont glissé à environ 27 $US à la fin de l'hiver et de la guerre en Irak. Au milieu de l'exercice cependant, les prix avaient remonté à quelque 32 $US, la production irakienne ayant tardé à se résumer en raison de l'importance des dommages causés par la guerre. Les prix se sont ensuite maintenus pour atteindre 32,50 $US à la fin de l'exercice. En 2003, l'indice WTI s'est établi à 31 $US en moyenne, soit une hausse de quelque 5 $US par rapport à 2002 (figure 6).

FIGURE 6
Prix des pétroles de référence WTI et Brent*
(en dollars US le baril)



* Prix de référence du pétrole brut d'Europe

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) s'est réunie à sept reprises en 2003 afin d'évaluer les approvisionnements mondiaux ainsi que l'état de la demande, et d'établir ses contingents de production. Le 1er janvier 2003, l'OPEP donnait effet à une augmentation de ses contingents, qui sont passés de 1,3 million de barils par jour à 23 millions de barils par jour. Le 1er février 2003,

ce contingent était augmenté de 1,5 million de barils par jour, suivis de 900 000 barils additionnels par jour le 1er juin 2003. Le 1er novembre 2003, l'OPEP a réduit sa production quotidienne de 900 000 barils par jour, soit jusqu'à 24,5 millions de barils par jour. L'OPEP n'a pas modifié le volume de sa production lors de sa dernière réunion de l'année, tenue le 4 décembre 2003, mais elle a laissé savoir qu'elle se réunirait le 10 février 2004 afin de se préparer à la baisse saisonnière de la demande, qui commence au deuxième trimestre.

Production et remplacement des réserves

La production canadienne de pétrole brut et d'équivalents a continué d'établir de nouveaux records, soit un volume moyen estimatif de 395 000 mètres cubes par jour (m^3/j), c'est-à-dire presque 7 % de plus qu'en 2002. Cette croissance reflète les hausses de production de pétrole synthétique et de bitume dans l'Ouest canadien et une augmentation de la production de pétrole brut léger classique au large de la côte Est du pays (tableau 4).

La production au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador a augmenté de 24 % en 2003, pour atteindre près de 57 000 m^3/j, témoignant de la première année d'exploitation complète du champ Terra Nova conjuguée aux activités déjà en cours à Hibernia. Dans l'Ouest canadien, l'offre de pétrole brut et d'équivalents s'est accrue de 4,6 % en 2003. Pour sa part, la production de pétrole brut léger classique a chuté de 6,2 %; ce chiffre vient confirmer la tendance à long terme qui indique un épuisement naturel des réservoirs. La production de pétrole brut lourd classique a diminué d'environ 1 %, soit une baisse de quelque 4 % par rapport aux sommets atteints en 2001.

TABLEAU 4
Production canadienne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel
(en milliers de mètres cubes par jour)

	1999	2000	2001	2002	2003[a]
Léger classique (Est)	17,5	23,6	24,3	45,8	55,6
Léger classique (Ouest)	113,1	108,3	103,9	96,5	90,9
Synthétique	51,5	50,1	54,7	68,1	80,9
Pentanes plus	27,2	27,3	25,9	24,5	25,4
Total - pétrole léger	209,3	209,3	208,8	234,9	252,8
Lourd classique	83,0	89,0	90,9	87,8	87,2
Bitume	42,1	44,4	47,8	47,6	55,0
Total - pétrole lourd	125,1	133,4	138,7	135,4	142,2
Total - pétrole brut et équivalents	334,4	342,7	347,5	370,4	395,0
Liquides de gaz naturel	101,2	99,8	94,2	94,7	91,7

a) Estimations

TABLEAU 5
Réserves, additions et production de brut classique - 1998-2002
(en millions de mètres cubes)

	1998	1999	2000	2001	2002	Total
Additions[a]	68	129	78,8	35	88,1	398
Production	87	78	79,1	84	81,0	409
Réserves restantes totales	650	702	700	680	690	
Total en millions de barils	4 095	4 423	4 410	4 284	4 347	

a) Début de la production d'Hibernia en 1997, ajout des réserves de Terra Nova en 1999 et des réserves de White Rose en 2002

Bien que les réserves établies restantes diminuent chaque année par suite des activités de production, les nouvelles découvertes, l'extension des gisements existants et la révision des réserves estimatives contenues dans les gisements existants apportent habituellement des additions aux réserves. De 1998 à 2002, sur une base cumulative, les additions aux réserves établies de brut lourd et léger classique ont remplacé la production dans une proportion de 97 % (tableau 5). Le déclin des réserves du BSOC a presque été contrebalancé par les additions aux réserves attribuables à la zone extracôtière de l'Est du pays.

À la fin de 2002 (la dernière année pour laquelle des données sont disponibles), l'ONÉ estimait les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut (sables bitumineux) du Canada à 28,4 $10^9 m^3$ (179 milliards de barils) par jour, essentiellement le même chiffre

qu'en 2001 (tableau 6). Les additions aux réserves ont donc entièrement contrebalancé la production en 2002. Le volume estimatif des réserves restantes de pétrole brut classique au Canada a augmenté de 1,3 % pour s'établir à 688 $10^3 m^3$ (4,3 milliards de barils) en 2002, la reconnaissance des réserves contenues dans le champ White Rose, situé au large des côtes de Terre-Neuve, ayant plus que contrebalancé la production en 2002.

Sables bitumineux (bitume brut)

Le volume estimatif des réserves initiales de bitume brut est demeuré le même en 2002, de sorte que les réserves restantes ont baissé dans une proportion égale à la quantité de bitume produite (tableau 5). Fait à noter, le volume estimatif des réserves établies de bitume brut en Alberta a été reconnu officiellement, pour la première fois, dans le résumé annuel des réserves mondiales de pétrole du *Oil and Gas Journal*.

Les sables bitumineux du Canada jouent un rôle d'importance croissante dans la production de pétrole brut, soit un volume de 135 900 m^3/j (856 000 bbl/j) en 2003, ce qui représente quelque 34 % de la production totale de pétrole brut et d'équivalents au Canada. Au début de 2003, Shell Canada et ses partenaires, Chevron Canada et Western Oil Sands, ont célébré la mise en exploitation du projet des sables bitumineux de l'Athabasca, troisième mine de sables bitumineux à ciel ouvert et usine de valorisation au Canada.

TABLEAU 6
Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2002
(en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	122,2	22,3
Alberta[b]	2 603,3	2 160,5
Saskatchewan[c]	805,0	183,0
Manitoba[d]	37,4	2,5
Ontario[e]	14,4	1,7
T.N.-O. et Yukon :		
Archipel de l'Arctique et région extracôtière de l'Est de l'Arctique[f]	0,5	0,0
Partie continentale des Territoires - Norman Wells	47,9	14,4
Nouvelle-Écosse[d] - Cohasset et Panuke	7,0	0,0
Terre-Neuve[d] - Hibernia, Terra Nova et White Rose	247,0	203,6
Total	**3 884,7**	**6 88,0**
Total en millions de barils	**24 474,0**	**43 34,0**
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé[b]	5 590,0	5 170,0
Sables bitumineux - bitume[b]	22 740,0	22 560,0
Total	**28 330,0**	**27 730,0**
Total en millions de barils	**178 479,0**	**174 699,0**
Total - pétrole classique et bitume	**32 214,7**	**28 438,0**
Total en millions de barils	**209 953,0**	**179 033,0**

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONE
b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et de l'ONE
c) Estimation de la province pour le 31 décembre 2001, estimation d'Energie et Mines Sask. jusqu'en 2002
d) Organismes provinciaux et offices des hydrocarbures extracôtiers
e) Association canadienne des producteurs pétroliers
f) Beat Horn abandonné en 1996

Nota : Il se peut que les totaux ne soient pas justes en raison de l'arrondissement des chiffres.

En juin 2003, la Compagnie pétrolière impériale Ltée a ouvert officiellement l'usine et les installations de terrain de son projet Mahkeses (phases 11 à 13), un agrandissement majeur de son exploitation de récupération de bitume à Cold Lake, pour augmenter ainsi sa capacité de production de quelque 4 800 m^3/j (30 250 bbl/j). La poursuite de la mise en valeur des sables bitumineux du Canada s'est traduite par une augmentation appréciable de la production par rapport à 2002, soit une hausse de 19 % pour le pétrole brut synthétique et de 16 % pour le bitume in situ (figure 7).

Autres faits marquants à noter en 2003, deux projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGV), les projets ConocoPhillips/TotalFinaElf-Surmont et Devon Energy-Jackfish, ont été approuvés par leurs sociétés promotrices respectives. De plus, Suncor Energy Inc. (Suncor) a achevé la première étape de son projet de DGV Firebag. D'autre part, le projet minier Fort Hills Energy-TrueNorth a été reporté indéfiniment par la société, les coûts croissants de la main d'oeuvre, les marchés financiers difficiles et les retombées incertaines de la mise en

FIGURE 7
Production de sables bitumineux
(en milliers de mètres cubes par jour)

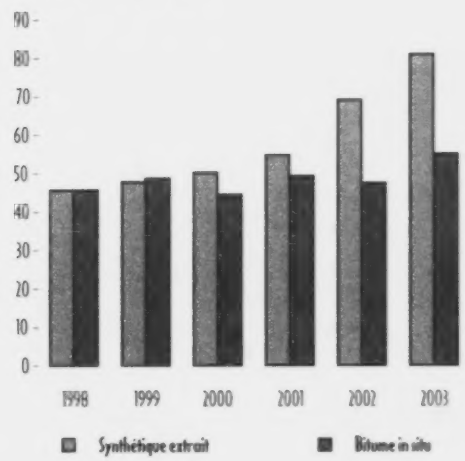


FIGURE 8
Prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd
(en dollars le mètre cube)

œuvre du Protocole de Kyoto étant à l'origine de sa décision.

Sur le chapitre du raffinage du bitume, Petro-Canada a revu à la baisse son éventuel projet de 5,8 milliards de dollars dans le secteur des sables bitumineux. Elle investira plutôt 1,2 milliard de dollars dans la reconfiguration de sa raffinerie à Edmonton en vue d'y traiter uniquement du bitume. Le bitume produit dans ses installations de Mackey River sera quant à lui transformé par Suncor dans le cadre d'un accord dont ont convenu les deux sociétés. Enfin, Suncor s'est portée acquéreur d'une raffinerie à Denver, qu'elle prévoit rénover en profondeur pour y traiter du bitume.

Exportations et importations de pétrole brut

Pour 2003, le total des exportations de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le bitume valorisé (brut synthétique), est estimé à 246 500 m^3/j, une augmentation de 14 000 m^3/j par rapport à 2002. En 2003, le pétrole brut léger et les équivalents ont constitué 37 % des exportations et le brut lourd mélangé, 63 %. Syncrude Canada Ltd. et Suncor ont connu des problèmes de production, ce qui a fait fléchir les exportations de pétrole brut léger durant plusieurs mois, mais cette baisse a été contrebalancée par une augmentation des exportations de brut lourd. La demande globale de brut canadien a été forte aux États-Unis, du fait, en partie, de la baisse des exportations du Venezuela vers les États-Unis et des interruptions qui ont marqué le rétablissement de la production en Irak.

Les prix sont demeurés relativement élevés au cours de 2003. Ils se sont emballés au premier trimestre alors que la guerre menaçait en Irak. La valeur estimative des exportations de pétrole brut en 2003 s'élève à 20,7 milliards de dollars, comparativement à 18,9 milliards de dollars en 2002. En 2003, les prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd ont atteint une moyenne de 42 $ et de 34 $ le baril respectivement, contre 40 $ et 33 $ le baril en 2002 (figure 8). Les hausses de prix des produits libellés en dollars US ont été en grande partie neutralisées par la remontée du dollar canadien.

Le Midwest des États-Unis représente le plus important marché du pétrole brut de l'Ouest canadien. Les marchés de Chicago, Twin Cities et Toledo ont consommé 53 % des exportations de brut lourd totales en 2003. En ce qui concerne la production de la zone extracôtière de l'Est du pays, le principal marché d'exportation a toujours été celui de la côte Est des États-Unis. Depuis 2002, des volumes supplémentaires de pétrole brut extracôtier de l'Est du Canada sont écoulés sur la côte du golfe du Mexique aux États-Unis.

Sur la côte Ouest du Canada, la hausse des activités au terminal portuaire Westridge de Terasen Pipelines Inc. a donné lieu à une augmentation du volume de pétrole canadien acheminé vers les raffineries de la Californie. L'exercice 2003 a aussi été marqué par une légère augmentation des exportations en Asie à partir de ce terminal.

En 2003, les importations de pétrole brut se sont élevées à 141 000 m^3/j et ont représenté 47 % des besoins en charge d'alimentation des raffineries canadiennes. Dans la région de l'Atlantique et au Québec, les importations ainsi qu'un volume croissant de brut produit au large de la côte Est ont permis de combler la demande. Les raffineries de l'Ontario ont satisfait à environ 35 % de leurs besoins en charge d'alimentation à partir de sources étrangères, chiffre légèrement supérieur au pourcentage de 34 % en 2002.

En 2003, du fait de l'offre abondante de pétrole brut lourd sur le marché, l'écart entre les prix du brut léger et du brut lourd[6] s'est accru pour s'établir en moyenne à 11,55 $ le baril, comparativement à 8,75 $ le baril en 2002. Au cours de la première partie de 2003, le fléchissement des prix du brut lourd produit sur la côte du golfe du Mexique s'est répercuté sur les prix du brut lourd canadien. En septembre, l'écart de prix s'est creusé par suite de l'abondance des stocks occasionnée par la réalisation de grands travaux de maintenance dans les raffineries ainsi que les retombées de la panne d'électricité en août. Le ralentissement des travaux d'asphaltage aux États-Unis a aussi contribué à faire baisser le prix du pétrole brut lourd.

Raffinage du pétrole

En 2003, la capacité de raffinage au Canada s'établissait à 326 100 m^3/j, en légère hausse par rapport à 2002, du fait d'une modeste croissance des installations dans l'Ouest canadien et d'augmentations de la capacité dans l'Est du pays. La demande de produits pétroliers au Canada s'est établie en moyenne à 266 900 m^3/j, soit 3 % de moins qu'en 2002. La production des raffineries n'a augmenté que marginalement pour atteindre 319 000 m^3/j. Les arrivages de pétrole brut canadien ont atteint une moyenne de 152 800 m^3/j, ce qui représente une hausse de 6 % par rapport à 2002. À la fin de 2003, les stocks commerciaux de produits pétroliers étaient légèrement plus élevés qu'en 2002.

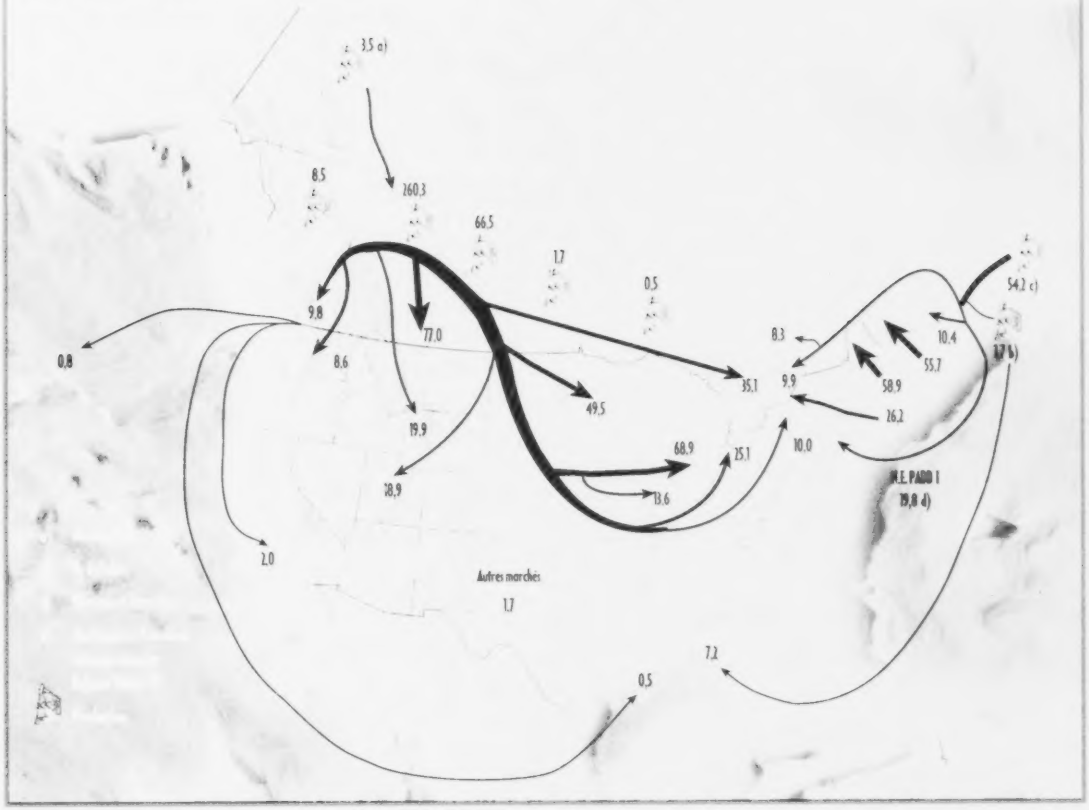
Exportations et importations des principaux produits pétroliers

Dans le passé, le Canada a été un exportateur net des principaux produits pétroliers comme l'essence automobile et les distillats moyens. Le volume des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité qui ont été exportés en 2003 est estimé à 56 890 m^3/j, soit une augmentation de 6 % par rapport à 2002. Cette hausse a résulté d'un hiver dont la rigueur s'est fait sentir plus longtemps dans le Nord-Est des États-Unis ainsi que du remplacement du gaz naturel, vendu à prix fort, par des distillats.

Les revenus tirés des exportations des principaux produits pétroliers, y compris le pétrole partiellement traité, sont estimés à 5 milliards de dollars pour 2003, contre 4,4 milliards de dollars en 2002. Cette augmentation est attribuable aux prix exorbitants des distillats et de l'essence automobile au début de l'exercice et à la très forte demande d'essence automobile au cours de l'été aux États-Unis. Les revenus susmentionnés ne comprennent pas ceux des exportations effectuées en vertu des ententes de traitement du pétrole brut, auxquelles aucun prix n'est attribué. Les États-Unis sont demeurés le plus important acheteur de produits pétroliers canadiens, absorbant environ 95 % de la totalité des exportations. Des produits ont

6 L'écart de prix entre le brut léger Edmonton Par et le brut lourd Hardisty

FIGURE 9
Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
(en milliers de mètres cubes par jour)



aussi été exportés en Europe, ainsi que de petites quantités au Mexique. La côte Est des États-Unis a de nouveau constitué le plus grand marché, suivie du Midwest et de la côte Ouest des États-Unis.

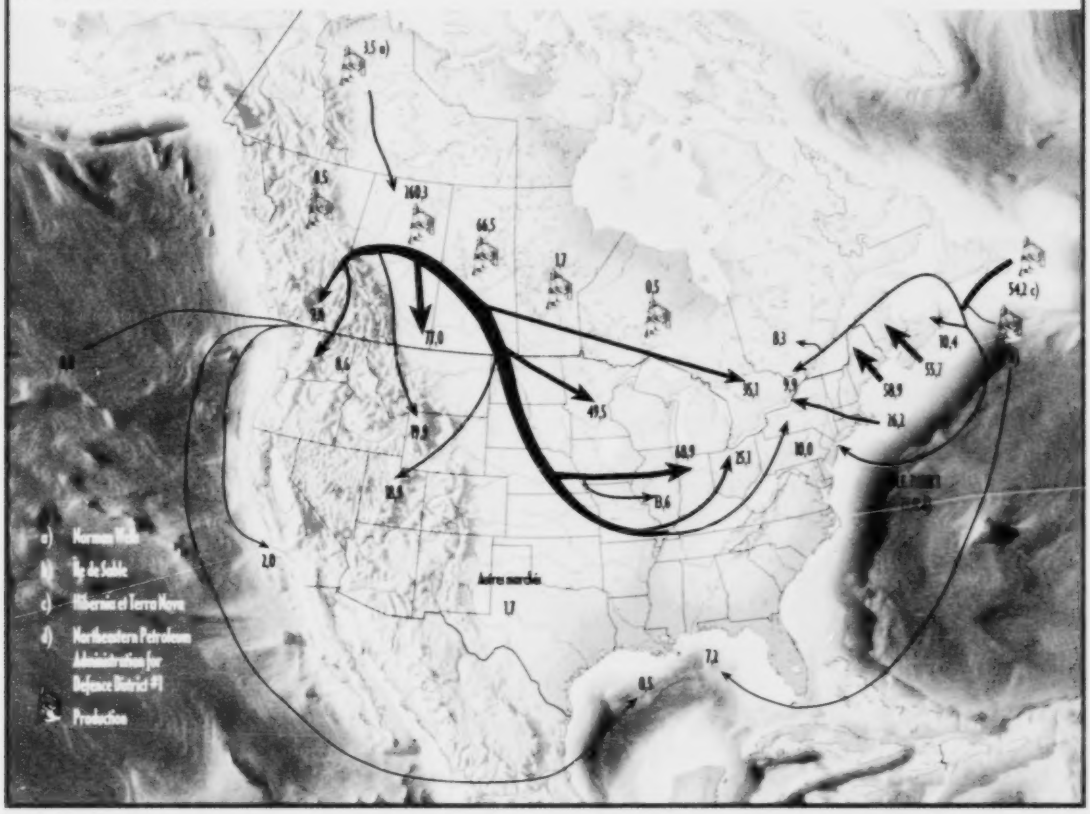
Les importations de principaux produits pétroliers en 2003 sont estimées à 25 370 m³/j, soit une diminution d'un peu moins de 1 % par rapport à 2002.

Liquides de gaz naturel (extraction faite des produits plus

Les liquides de gaz naturel (LGN) comprennent l'éthane, le propane et les butanes récupérés au cours du traitement du gaz naturel, ainsi que le propane et les butanes résultant du raffinage du pétrole brut. On estime qu'en 2003, environ 81 % du propane et 61 % des butanes ont été produits à même le gaz naturel.

La rentabilité de la production des LGN dépend du rapport entre les prix du gaz naturel, du pétrole brut et des liquides. Dans le passé, le pétrole brut était généralement vendu à des prix supérieurs à ceux du gaz naturel sur la base du contenu thermique. Bien que pendant presque tout l'exercice 2003, les prix du gaz naturel aient été plus élevés que les prix du brut, ces derniers sont demeurés relativement forts en raison de plusieurs événements extraordinaires sur la scène mondiale et des préoccupations à l'égard des approvisionnements. Le marché des LGN a réagi au raffermissement des prix du gaz naturel en relevant les prix des liquides, ce

FIGURE 9
Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
(en milliers de mètres cubes par jour)



aussi été exportés en Europe, ainsi que de petites quantités au Mexique. La côte Est des États-Unis a de nouveau constitué le plus grand marché, suivie du Midwest et de la côte Ouest des États-Unis.

Les importations de principaux produits pétroliers en 2003 sont estimées à 25 370 m^3/j, soit une diminution d'un peu moins de 1 % par rapport à 2002.

Liquides de gaz naturel (exception faite des pentanes plus)

Les liquides de gaz naturel (LGN) comprennent l'éthane, le propane et les butanes récupérés au cours du traitement du gaz naturel, ainsi que le propane et les butanes résultant du raffinage du pétrole brut. On estime qu'en 2003, environ 81 % du propane et 61 % des butanes ont été produits à même le gaz naturel.

La rentabilité de la production des LGN dépend du rapport entre les prix du gaz naturel, du pétrole brut et des liquides. Dans le passé, le pétrole brut était généralement vendu à des prix supérieurs à ceux du gaz naturel sur la base du contenu thermique. Bien que pendant presque tout l'exercice 2003, les prix du gaz naturel aient été plus élevés que les prix du brut, ces derniers sont demeurés relativement forts en raison de plusieurs événements extraordinaires sur la scène mondiale et des préoccupations à l'égard des approvisionnements. Le marché des LGN a réagi au raffermissement des prix du gaz naturel en relevant les prix des liquides, ce

qui a généralement contribué à accroître les marges sur coût d'extraction et à maintenir les niveaux de production des liquides. Par exemple, il semble que les prix du propane à Sarnia aient été suffisamment élevés pendant presque toute l'année 2003 pour inciter les producteurs canadiens à extraire le propane du flux de gaz naturel.

La production de LGN dans les usines à gaz et les raffineries est passée de 94 682 m^3/j en 2002 à 90 700 m^3/j en 2003, ce qui représente une baisse de 4 % attribuable en grande partie à un léger repli de la production de gaz naturel et à certaines périodes de freinage de la production en raison de faibles marges sur coût d'extraction. En 2003, la production d'éthane a été de 38 300 m^3/j, celle de propane de 29 500 m^3/j et celle de butanes de 22 900 m^3/j. La production de propane et d'éthane a diminué d'environ 4 et 5 % respectivement par rapport à 2002, tandis que celle d'éthane a reculé de 3 %.

FIGURE 10
Prix du gaz naturel AECO-C en Alberta
(en dollars le gigajoule)

Le volume total estimatif des exportations de LGN en 2003 s'est élevé à 28 900 m^3/j, dont 22 900 m^3/j de propane et 6 000 m^3/j de butanes. Les exportations de propane et de butanes ont chuté de 11 et 10 % respectivement par rapport à 2002. La contraction des exportations de propane a résulté principalement de la hausse de la demande dans l'Est du pays en vue de la reconstitution des stocks, et du recul des expéditions sur le pipeline de Cochin Pipe Line Ltd. à la suite des restrictions d'écoulement imposées depuis juillet 2003. Le fléchissement des exportations de butanes a reflété l'utilisation croissante de ce produit dans les mélanges d'essence et les diluants de pétrole brut lourd sur le marché intérieur, ce qui a contribué à réduire les quantités disponibles pour l'exportation. L'équilibre entre l'offre et la demande d'éthane a continué d'être serré, réduisant à zéro les occasions d'exportation.

Le Midwest des États-Unis demeure le plus grand acheteur de propane et de butanes du Canada, absorbant à lui seul 60 % des volumes exportés. Des quantités plus faibles ont été livrées sur la côte Est et la côte Ouest des États-Unis. Bien que les volumes exportés aient diminué en 2003, la valeur estimative des exportations de LGN, soit 2,5 milliards de dollars, a augmenté de 30 % par rapport à 2002.

Gaz naturel

Marchés du gaz naturel

Les prix au comptant du gaz naturel en Alberta ont suivi un mouvement ascendant au début de 2003, s'élevant à 8 $ le gigajoule à la fin de la saison de chauffage 2002-2003 lorsque le niveau des stocks était très bas. Les prix sont demeurés supérieurs à 5 $ le gigajoule malgré une reconstitution record des stocks jusqu'au début de la saison de chauffage 2003-2004. Le fait que le marché s'attendait à ce que la production de gaz naturel en Amérique du Nord continue de décliner légèrement, jumelé à la vigueur des prix du pétrole brut, a contribué au maintien de la vigueur des prix du gaz naturel. L'augmentation des prix du gaz en 2003 a stimulé les travaux de forage jusqu'à un niveau record.

Demande de gaz naturel

La demande de gaz naturel au Canada s'est accrue de 2,7 % en 2003 pour atteindre 201 $10^6 m^3/j$. Cette hausse de la consommation de gaz au pays est attribuable au temps très froid qui a sévi à la fin de la saison de chauffage 2002-2003, ainsi qu'à la croissance de l'économie canadienne. La plupart des provinces ont constaté une augmentation de la consommation de gaz en 2003, mais le ralentissement de la production au large de la Nouvelle-Écosse, conjugué à la concurrence faite par le mazout, a provoqué le fléchissement de la demande de gaz en Nouvelle-Écosse.

Production

Malgré le nombre record de forages en 2003, la production de gaz a décliné d'environ 3 %. La production de gaz commercialisable au Canada s'est élevée à 476 $10^6 m^3/j$ (16,8 $10^6 pi^3/j$) en 2003, comparativement à 490 $10^6 m^3/j$ (17,3 $10^6 pi^3/j$) en 2002. Ce recul est principalement attribuable à la baisse du nombre de forages en 2002, année pendant laquelle seuls 9 161 puits ont été forés comparativement à une moyenne de 11 450 puits au cours des trois dernières années. La faible productivité initiale des nouveaux puits a aussi constitué un facteur.

En 2003, la province de l'Alberta a produit 78 % du gaz naturel au Canada, la Colombie-Britannique 14 %, la Saskatchewan 4 % et la Nouvelle-Écosse 3 %.

TABLEAU 7
Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2002
(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	690,2	154,9
Alberta[b]	4 383,5	1 171,4
Saskatchewan[c]	221,2	77,0
Ontario[d]	44,6	11,5
T.N.-O. et Yukon	26,8	13,0
Nouvelle-Écosse – zones extracôtières[c]	85,0	71,3
Total	5 381,3	1 599,1
Total en billions de pieds cubes	190,0	56,4

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ
b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et de l'ONÉ
c) Estimation de la province au 31 décembre 2002
d) Association canadienne des producteurs pétroliers

TABLEAU 8
Réserves, additions et production de gaz naturel
(en milliards de mètres cubes)

	1998	1999	2000	2001	2002	Total
Additions[a]	119	152	153	176	169	769
Production[b]	165	170	176	179	179	869
Réserves restantes totales	1 651	1 629	1 622	1 612	1 599	
Total en billions de pieds cubes	58,3	57,5	57,3	56,9	56,4	

a) Ajout des réserves de la côte Est en 1997, début de la production à la fin de 1999
b) Association canadienne des producteurs pétroliers

Réserves

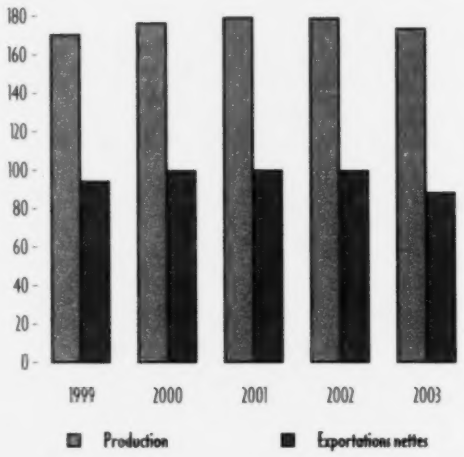
L'ONÉ estime qu'à la fin de 2002 (la dernière année pour laquelle des données sont disponibles), les réserves restantes de gaz commercialisable s'élevaient à 1 599 $10^9 m^3$ (56,4 $10^{12} pi^3$) (tableau 7). En 2002, la grande intensité des activités d'exploration a contribué au remplacement par des réserves d'environ 96 % du gaz produit. Au cours des cinq dernières années, le cumul des additions de réserve de gaz commercialisable a permis de remplacer 89 % de la production gazière totale (tableau 8). Pour ce qui est des régions, seule la Colombie-Britannique a connu une augmentation de ses réserves de 2001 à 2002, qui sont passées de 252 $10^9 m^3$ (8,9 $10^{12} pi^3$) à 255 $10^9 m^3$ (9,0 $10^{12} pi^3$).

Exportations et importations de gaz naturel

En 2003, le volume net des exportations s'est élevé à 88 $10^9 m^3$ (3,11 $10^{12} pi^3$), en baisse de 11,5 % comparativement à 2002. Les exportations brutes ont atteint 98,9 $10^9 m^3$ (3,49 $10^{12} pi^3$) en 2003, c'est-à-dire 7,6 % de moins que l'année précédente, en raison du fléchissement de la production et de la hausse de la

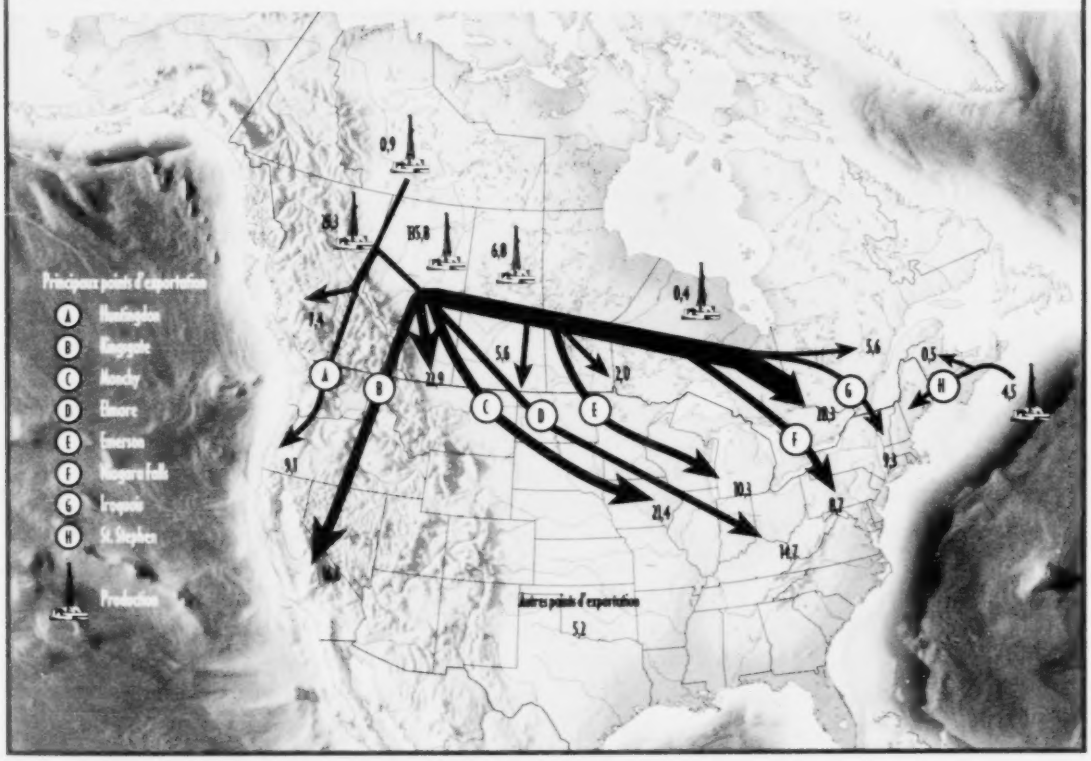
demande au Canada, ainsi que du relâchement de la demande aux États-Unis, qui se sont produits principalement dans les secteurs industriel et de la production d'électricité par suite de la vigueur des prix et d'une vive diminution de la demande liée aux conditions climatiques après le premier trimestre. Les importations de gaz naturel ont augmenté pour atteindre 10,9 $10^9 m^3$ (0,39 $10^{12} pi^3$) comparativement à 7,7 $10^9 m^3$ (0,27 $10^{12} pi^3$) en 2002, ce qui correspond à l'augmentation de la demande globale sur le marché intérieur en 2003.

FIGURE 11
Production et exportations nettes canadiennes de gaz naturel
(en milliards de mètres cubes)



Les exportations nettes, par rapport à la production canadienne totale, se sont contractées pour atteindre 32 % en 2003, contre 55,5 % en 2002 (figure 11). La répartition des exportations a été la suivante en 2003 : 47 % dans le Midwest et les régions voisines des Rocheuses, 22 % dans le Nord-Est, 26 % en Californie et dans la région du Nord-Ouest, et 5 % à d'autres points d'exportation. Environ 84 % de ces volumes d'exportation ont été livrés en vertu d'ordonnances à court terme et le reste de licences à long terme.

FIGURE 12
Offre et utilisation de gaz naturel
(en milliards de mètres cubes)



Malgré un recul des volumes d'exportation de 7,6 %, les revenus tirés des exportations de gaz naturel canadien ont augmenté de 41 %, pour passer de 18,3 milliards de dollars en 2002 à 25,6 milliards de dollars en 2003. Cela est attribuable à une augmentation de 51 % du prix moyen à l'exportation, soit 6,75 $ le gigajoule en 2003, comparativement à 4,47 $ le gigajoule en 2002.

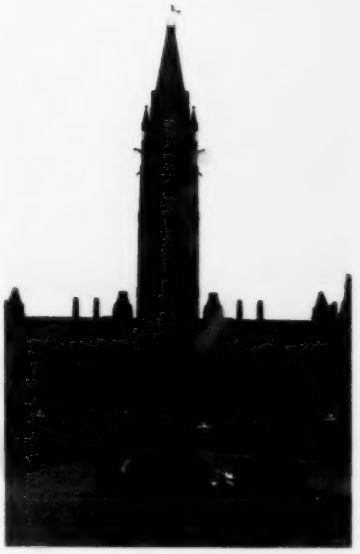
ÉLECTRICITÉ

Faits nouveaux relatifs aux marchés et à la restructuration

De nombreux marchés ont été restructurés en Amérique du Nord au cours des dix dernières années. Dans les marchés traditionnels, une seule entreprise de service se charge de la production, du transport et de la distribution d'électricité dans une même zone de desserte, l'accès à d'autres marchés étant restreint. Les consommateurs paient des prix approuvés par les organismes de réglementation en fonction des coûts engagés pour assurer ces services. La restructuration vise à séparer ces trois fonctions et à permettre la concurrence dans le domaine de la production. L'accès au marché de gros permet aux sociétés de distribution ou à d'autres grands acheteurs d'utiliser les réseaux de transport pour acheter de l'électricité auprès de la source de production la plus concurrentielle. L'accès aux marchés de détail donne l'occasion aux consommateurs de choisir leurs fournisseurs parce que les négociants sont en mesure d'utiliser les réseaux de distribution pour leur vendre directement de l'électricité. Dans un tel environnement, les prix sont négociés entre les acheteurs et les vendeurs.

Faits nouveaux au Canada

Le degré de restructuration au Canada varie d'un bout à l'autre du pays du fait que la réglementation de l'industrie de l'électricité relève de la compétence des provinces et des territoires. Seules les provinces de l'Alberta et de l'Ontario ont instauré l'accès aux marchés de gros et de détail, mais la concurrence y est limitée. La Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Manitoba et le Québec ont pour leur part ouvert leur marché de gros aux sociétés de distribution. Le Nouveau-Brunswick a adopté une nouvelle *Loi sur l'électricité* aux termes de laquelle l'accès au marché de gros sera autorisé à compter du 1er avril 2004. En octobre 2003, le comité de régie du marché de l'électricité (*Electricity Market Governance Committee*) de la Nouvelle-Écosse a publié son rapport final, dans lequel il recommande que le marché de l'électricité de la province soit partiellement ouvert à la concurrence. Il est aussi prévu dans le rapport que l'ouverture du marché de gros surviendra en 2005.



Au Nouveau-Brunswick, la nouvelle *Loi sur l'électricité* établit le cadre juridique dans lequel la province entreprendra la réforme de son marché de l'électricité et la restructuration d'Énergie NB comme elle le proposait depuis plusieurs années. En vertu de cette loi, Énergie NB deviendra la Corporation Holding Énergie NB qui comptera quatre filiales (distribution et service à la clientèle, production, énergie nucléaire et transport). La nouvelle loi prévoit la création de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick, qui gérera et remboursera la part de la dette assumée par la province, et d'un organisme indépendant, l'Exploitant du réseau, qui supervisera les règles régissant le marché et le réseau de transport. Bien que le

Nouveau-Brunswick instaure l'accès au marché de gros, il ne prévoit pas autoriser la concurrence sur ses marchés de détail.

La concurrence sur les marchés de gros et de détail en Ontario se poursuit depuis mai 2002 sans avoir entraîné de grandes conséquences pour les consommateurs. Toutefois, au fur et à mesure que l'été avançait, le nombre croissant de déficiences d'approvisionnement dans les marchés régionaux a sporadiquement exposé les consommateurs ontariens à des prix instables. En novembre 2002, le gouvernement provincial a fixé à un plafond de 4,3 cents le kilowattheure (kWh) le prix de vente au détail de l'électricité pour un grand nombre de consommateurs[7], mesure rétroactive à la date d'ouverture des marchés et qui devait demeurer en vigueur jusqu'à 2006. En novembre 2003 toutefois, le nouveau gouvernement a déposé un projet de loi, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, qui prévoit la mise en place d'un plan de tarification provisoire. Aux termes de ce plan, qui entrerait en vigueur le 1er avril 2004, les 750 premiers kilowattheures consommés en un mois seraient tarifés au taux de 4,7 cents le kWh. La consommation supérieure à ce seuil serait tarifée à un taux de 5,5 cents le kWh. Ces tarifs resteraient en vigueur jusqu'à ce que la Commission de l'énergie de l'Ontario crée de nouvelles formules pour l'établissement des prix. On s'attend à ce que, sous le régime de la nouvelle loi, les prix de l'électricité rendent mieux compte du coût réel de l'électricité et favorisent les économies d'énergie, tout en continuant de protéger les consommateurs contre l'instabilité des prix.

Faits nouveaux aux États-Unis

Les fournisseurs d'électricité du Canada et des États-Unis comptent sur un réseau intégré pour approvisionner leurs clients. Bien que le Canada ait toujours exporté plus d'électricité aux États-Unis qu'il n'en a importé de ce pays, l'excédent provenant principalement des provinces qui produisent beaucoup d'hydroélectricité, les échanges se font dans les deux directions au gré des charges sollicitées. Un tel degré d'interdépendance nous oblige à considérer l'évolution de la situation dans le pays voisin, où certaines initiatives du gouvernement fédéral ont pour objet d'intégrer les réseaux des deux pays encore davantage.

En 2003, aux États-Unis, les deux principales initiatives au chapitre de la réglementation des marchés de l'électricité ont consisté en la publication d'un livre blanc intitulé *Wholesale Power Market Platform* par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et l'incorporation de normes de fiabilité obligatoires dans les projets de loi énergétiques fédéraux.

Le livre blanc représente la réponse de la FERC aux observations formulées à l'égard de son Avis d'ébauche de règles relatives à une structure type de marché, publié en juillet 2002, qui visait à favoriser la formation d'organisations de transport régionales (OTR). Le livre blanc aborde les nombreux commentaires qui avaient été formulés au sujet de son initiative complexe à l'étude depuis déjà un bon moment, y compris les préoccupations régionales au sujet, par exemple, de la méthode préconisée pour gérer la congestion sur les réseaux de transport, la régie des OTR et la protection des droits de transport des clients actuels. Fait connexe à noter, la version préliminaire d'une des dispositions du titre sur l'électricité dans le projet de loi sur l'énergie (projet de loi H.R. 6) qui a été soumis au Congrès américain enjoint la FERC de ne prendre aucune mesure visant à mettre en place une structure type de marché avant 2007.

7 Le prix plafonné s'applique aux abonnés résidentiels, aux petites entreprises et à d'autres consommateurs désignés (écoles, établissements postsecondaires, hôpitaux, maisons de soins infirmiers, organismes de charité).

De plus, le titre sur l'électricité du projet de loi H.R. 6 renferme une disposition concernant l'établissement de normes de fiabilité obligatoires aux États-Unis, qui auraient pour effet de remplacer le régime de conformité et de normes facultatives que le North-American Electric Reliability Council (NERC) coordonne actuellement. L'élaboration et l'application de ces normes relèveraient d'un organisme de fiabilité de l'électricité, qui serait assujetti au régime réglementaire de surveillance de la FERC. Le projet de loi H.R. 6 insiste sur le fait que le Président devrait négocier des ententes internationales avec le Canada et le Mexique pour qu'ils adoptent les normes obligatoires. Le projet de loi H.R. 6 n'avait pas encore reçu l'approbation du Congrès à la fin de l'année 2003.

Faits nouveaux en Amérique du Nord

Le 14 août 2003, une panne d'électricité majeure a privé d'électricité plusieurs régions des États-Unis et du Canada. Selon le Groupe de travail Canada–États-Unis sur la panne d'électricité[8], la panne a touché une région comptant quelque 50 millions de personnes et où la charge électrique était de 61 800 mégawatts dans huit États américains et en Ontario. Le courant n'a été rétabli que deux jours plus tard dans certaines parties des États-Unis, et des régions de l'Ontario ont connu des pannes consécutives pendant plus d'une semaine avant que la situation revienne entièrement à la normale.

Le président de l'ONÉ comptait parmi les membres du Groupe de travail, dont le mandat était d'enquêter sur les causes de la panne du 14 août et les raisons pour lesquelles elle n'a pas été circonscrite. Selon le rapport provisoire du Groupe de travail, quatre grandes causes sont à l'origine de la panne, soit le manque de formation du personnel, des communications insuffisantes entre les régions et des plans de maintenance inappropriés. Le Groupe de travail poursuit ses activités et formulera des recommandations pour réduire la possibilité de nouvelles pannes et en limiter l'envergure, le cas échéant.

Production d'électricité

Approximativement 60 % de la quantité totale d'électricité produite au Canada (en moyenne) provient d'installations hydroélectriques, mais les mauvaises conditions hydriques dans plusieurs parties du pays ont fait chuter ce chiffre à environ 58 % en 2003. En Ontario, un certain nombre de centrales nucléaires immobilisées ont été remises en service durant la dernière moitié de l'année. Le 25 septembre 2003, Ontario Power Generation connectait de nouveau au réseau le réacteur 4 de 515 MW de sa centrale nucléaire A située à Pickering. En novembre, Bruce Power produisait 700 MW à partir du réacteur 4 de sa centrale A, et le réacteur double 3, qui a été remis en service à la fin de l'année, sera bientôt raccordé au réseau d'électricité. La production d'énergie nucléaire a donc progressé en 2003 et elle s'accélérera vraisemblablement en 2004 avec la remise en service d'autres centrales. La production thermique d'énergie électrique a augmenté d'environ 2 % comparativement à l'exercice précédent. En termes de part de la production canadienne totale (en moyenne), cette source d'électricité a affiché un gain de 1 %, soit de 28 à 29 %, en raison de l'utilisation accrue des centrales classiques, qui constituent de loin la plus importante source d'énergie thermique au Canada, représentant environ 81 % de la production globale (en moyenne). La charge d'alimentation de ces centrales est composée principalement de combustibles fossiles (tableau 9).

8 *Rapport provisoire : Causes de la panne du 14 août dans le nord-est des États-Unis et au Canada, novembre 2003.*

FIGURE 13
Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité[a]
(en gigawattheures)

a) Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité portent sur la période allant du 1er novembre 2002 au 31 octobre 2003 et elles ont été établies à partir des données mensuelles sur l'énergie électrique de Statistique Canada.

Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 2003 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'ONÉ.

Les flèches indiquent les exportations, importations ou d'exportation; elles ne représentent pas nécessairement l'itinéraire suivi par l'électricité de son origine à sa destination.

Exportations et importations

La demande d'électricité au Canada s'est légèrement accrue, tandis que la capacité de production a évolué à un rythme moins rapide. La demande sur les marchés intérieurs a donc commencé à rattraper l'offre, ce qui a contribué à réduire l'excédent de puissance pouvant être exportée et à accroître la nécessité d'importer de l'électricité. En 2003, les faibles niveaux d'eau partout au pays ont contribué à réduire la production d'énergie hydroélectrique excédentaire. Tous ces facteurs mis ensemble ont fait reculer les exportations de 20 %, soit de 36,5 à 29,3 térawattheures et fait progresser les importations de 55 %, de 15,2 à 23,6 térawattheures. Le Manitoba, habituellement un exportateur net, est devenu importateur net en 2003. Le total net des exportations canadiennes a chuté de 73 % en 2003 par rapport à 2002. Le chiffre net des exportations canadiennes s'est établi à près de 6 térawattheures, le niveau annuel le plus bas depuis 1975.

Une bonne partie des projets examinés récemment par l'ONÉ vont dans le sens d'une augmentation des importations. Le projet de ligne de transport de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick, qui a reçu l'aval de l'Office, ferait passer la capacité d'importation

TABLEAU 9
Production d'électricité[a]
(en térawattheures)

	1999	2000	2001	2002	2003[b]
Hydroélectrique	341,7	353,3	328,2	345,9	332,2
Nucléaire	69,3	68,7	72,4	71,3	75,4
Thermique	147,1	161,4	164,8	160,2	163,2
Total	558,1	583,4	565,4	577,3	570,8

a) Source : Guide statistique de l'énergie, Statistique Canada
Tableau B.2, Production des services d'électricité au Canada et tableau B.3, Production industrielle d'électricité au Canada

b) Estimations

à 400 mégawatts (elle est actuellement nulle) et augmenter celle d'exportation de 300 mégawatts (voir la section *Points saillants des demandes présentées à l'Office*).

Énergies de remplacement et énergies renouvelables

On entend généralement par énergies de remplacement les carburants et modes de propulsion des véhicules comme l'éthanol et le méthanol dans les mélanges d'essence, les piles à combustible, ainsi que les véhicules électriques hybrides. Tandis que les énergies renouvelables s'entendent des sources d'énergie non classiques comme le vent, le soleil, les petites centrales hydroélectriques, la biomasse et les microturbines. À l'heure actuelle, ce sont l'énergie éolienne, la biomasse (déchets de bois) et les petites centrales hydroélectriques dont l'apport est le plus important dans ces deux catégories. En 2003, la production d'énergies de remplacement et d'énergies renouvelables s'est accrue d'environ 2 % par rapport à 2002, et elles ont représenté près de 4 % du total de l'énergie consommée au Canada.

En 2003, l'implantation de nouvelles éoliennes a porté la capacité de production totale de ce type d'aménagement au Canada à 316 270 kW, soit une augmentation de 35 % ou de 81 240 kW. La grande majorité d'entre elles (75 240 kW) ont été construites par Vision Quest Windelectric et Enmax au lac McBride, en Alberta.

Dans son budget de 2003, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il consacrera deux milliards de dollars sur une période de cinq ans à sa stratégie de lutte contre les changements climatiques. Cette initiative vise une amélioration de 25 % de la consommation de carburant des nouveaux véhicules d'ici 2010, l'accroissement de l'offre d'éthanol dans la chaîne d'approvisionnement en essence, le développement de technologies et d'une infrastructure de ravitaillement des véhicules qui favoriseront la commercialisation des véhicules à pile à combustible, la mise en oeuvre d'initiatives de transport urbain et, enfin, la négociation d'ententes volontaires visant à améliorer la consommation de carburant dans le secteur des transports de marchandises.

En janvier 2003, aux États-Unis, le président Bush, a annoncé l'initiative *FreedomCar and Fuel*, une mesure qui pourrait hâter le développement des véhicules à pile à combustible. Son gouvernement prévoit accorder 1,7 milliard de dollars sur une période de cinq ans à la mise au point de ces véhicules, à l'aménagement d'une infrastructure de production et de distribution d'hydrogène et à la création de nouvelles technologies de l'automobile. Bien qu'il faudra un certain temps avant que les consommateurs aient accès aux véhicules à pile à combustible, les véhicules électriques hybrides sont aujourd'hui offerts sur le marché. Ils ont toutefois suscité peu d'intérêt jusqu'à maintenant. Par exemple, pendant la période 2001-2003, moins de 200 de ces véhicules ont été vendus au Canada, mais on s'attend à ce qu'ils gagnent la faveur du public au fil du temps.

Il existe de nombreux programmes visant à promouvoir l'efficacité énergétique auprès des utilisateurs finals ainsi que le développement et l'utilisation d'énergies de remplacement et d'énergies renouvelables. Le lecteur pourra

consulter le *Répertoire des programmes d'efficacité énergétique et d'énergies de remplacement au Canada*, dans le site de l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada à l'adresse www.oee.nrcan.gc.ca/neud/dpa, pour obtenir la liste des programmes offerts par les gouvernements fédéral, provincial, territoriaux et municipaux, ainsi que par les grandes sociétés et entreprises de service public au Canada.

Sécurité

Promouvoir la sécurité des installations et des activités assujetties à sa réglementation constitue un aspect primordial de la raison d'être de l'ONÉ. Le premier de ses cinq buts généraux en témoigne.

La gestion des risques inhérents à ces installations et activités repose sur l'application de méthodes de conception, de construction, d'exploitation et d'entretien exemplaires. La société qui conçoit, construit et exploite une installation est la principale responsable de la sécurité. L'ONÉ joue lui aussi un rôle important dans ce domaine, soit d'assurer que le cadre de réglementation qu'il a mis en place incite les sociétés à maintenir, voire améliorer leur rendement en matière de sécurité, conformément aux attentes du public. L'Office veille à ce que les sociétés pipelinières mesurent et gèrent les risques associés à la construction et à l'exploitation des installations réglementées. Il s'y prend de différentes façons :

But 1 : *Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.*

- en élaborant des règlements et des lignes directrices qui favorisent la sécurité et la protection du public et des biens matériels;
- en évaluant du point de vue de la sécurité les demandes d'approbation d'installations proposées;
- en veillant à ce que les mesures d'atténuation et conditions qui conviennent soient en place avant d'approuver le projet;
- en surveillant la construction et l'exploitation dans le cadre d'inspections et de vérifications afin d'assurer que les exigences réglementaires, de même que les autres codes et normes précisés au cours du processus de demande, ont été respectées et continueront de l'être;
- en faisant enquête sur les défaillances ou les incidents afin d'éviter l'occurrence d'incidents semblables;
- en diffusant des avis de sécurité;
- en conduisant des enquêtes sur des questions de sécurité.

Surveillance de la conformité

Inspections

L'ONÉ surveille les pipelines et les installations qu'il réglemente, depuis la construction jusqu'à la cessation de l'exploitation. Les agents d'inspection de l'ONÉ veillent à ce qu'ils soient conformes :

- aux engagements énoncés dans la demande et pris au cours d'une instance;
- aux conditions dont l'approbation du projet est assortie;
- aux exigences énoncées dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99) ainsi qu'aux autres règlements, normes et codes pertinents;
- aux manuels sur la sécurité pendant la construction, aux plans d'intervention en cas d'urgence et aux autres documents pertinents.

Les agents d'inspection de l'ONÉ sont également chargés de vérifier la sécurité des installations pipelinières en exploitation; par exemple, les stations de pompage ou de compression et les usines de traitement. Ces inspections ont pour but de déterminer si les règlements de l'ONÉ et la partie II du *Code canadien du travail* sont respectés. L'Office effectue également des inspections le long des réseaux pipeliniers existants pour vérifier si les travaux d'excavation faits par des tiers se déroulent conformément aux exigences de son *Règlement sur le croisement de pipe-lines*. Dans les régions pionnières, l'ONÉ effectue des inspections semblables à l'égard des travaux géophysiques, des forages et de la production pour vérifier s'ils sont conformes aux programmes approuvés et aux règlements pertinents. Les questions de santé et de sécurité au travail sont également abordées lors de ces inspections. L'ONÉ n'a pas pris de règlements concernant la construction de lignes internationales de transport d'électricité et il en réglemente la construction et l'exploitation en assortissant de conditions l'approbation de ces installations.

L'ONÉ favorise une approche coopérative en matière de conformité, en collaborant avec les sociétés pour assurer le respect de leurs engagements et des exigences concernant la sécurité. Il sensibilise les entreprises et les entrepreneurs à l'importance de former le personnel de construction de façon que les travailleurs comprennent bien les exigences de sécurité et sachent que l'Office est chargé de surveiller les travaux pour s'assurer qu'ils soient conformes à ces exigences. L'ONÉ traite les cas de non-conformité, dans un premier temps, en demandant immédiatement à la société en cause de prendre volontairement des mesures correctives. Les inspecteurs de l'ONÉ peuvent réclamer de la société une promesse de conformité volontaire (PCV) si la situation ne peut être corrigée immédiatement ou s'ils ont besoin de renseignements supplémentaires de la société. En 2003, l'ONÉ a reçu 56 PCV portant sur la sécurité. Ses inspecteurs peuvent également délivrer une ordonnance sur place s'ils croient qu'une situation risque de compromettre la sécurité et que des correctifs doivent être apportés sur-le-champ. Une telle ordonnance peut obliger l'entreprise à suspendre les travaux ou à prendre des mesures spéciales. Aucune ordonnance sur place n'a été délivrée en 2003.

L'ONÉ détermine à quel point les sociétés se conforment aux conditions d approbation des installations et dans quelle mesure ces conditions font respecter les exigences de sécurité de manière efficace. Il utilise cette information pour rendre ces conditions plus précises et améliorer leur efficacité. Le système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité (SGIES) est un outil que le personnel de l'Office utilise pour surveiller l'efficacité des conditions d'approbation et des mesures d'atténuation, et pour faire rapport sur les résultats atteints par rapport aux résultats souhaités. Les données recueillies dans le cadre des inspections et vérifications sont saisies dans le SGIES. Le personnel de l'ONÉ peut prendre connaissance de l'information pertinente et analyser les tendances ainsi que le rendement.

Vérification des systèmes de gestion

L'Office vérifie les systèmes de gestion des installations qu'il réglemente, un peu comme il inspecte les installations, de manière à mesurer leur degré de conformité au RPT-99. Les

vérificateurs interviewent des employés de la société visée, examinent la documentation et effectuent des contrôles sur place afin d'évaluer les programmes et procédés mis en place dans les installations en exploitation pour atteindre les buts généraux de l'Office selon les paramètres du RPT-99.

Au cours de 2003, l'Office a poursuivi le développement et la mise en oeuvre de son programme de vérification de la sécurité, au moyen duquel il s'assure que les divers éléments du programme de sécurité des sociétés – politique sur la sécurité, planification, procédés administratifs et formation – ont été élaborés et mis en oeuvre. S'y ajoutent la méthode employée par la société pour évaluer son rendement en matière de sécurité et prendre les mesures correctives qui s'imposent, le cas échéant, de même que la démarche utilisée pour l'examen de son programme de sécurité par la direction.

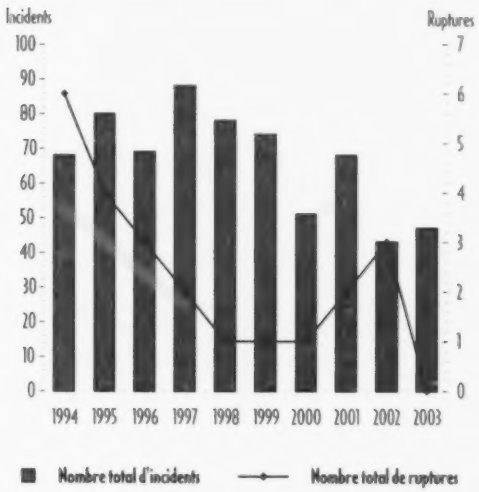
En 2003, l'ONÉ a effectué la vérification de sept systèmes de gestion. En règle générale, les sociétés visées avaient mis sur pied des éléments d'un programme de sécurité. Toutefois, les vérifications ont révélé que dans certaines entreprises, la mise en oeuvre de divers éléments du programme était parfois déficiente. Depuis ce temps, les sociétés en cause ont soumis des plans de mesures correctives. L'ONÉ a également passé en revue les mesures correctives prises par les entreprises ayant fait l'objet de vérifications au cours d'années antérieures. Ce suivi visait à déterminer si les mesures prises avaient été adéquates et si les exigences du RPT-99 avaient été respectées, pour compléter ainsi le cycle de vérification.

Enquêtes sur les incidents

Les incidents suivants doivent être signalés :

- un accident mortel ou une blessure grave;
- un effet environnemental négatif important;
- une explosion ou un incendie fortuit;
- le rejet involontaire ou non confiné de plus de 1 500 litres d'hydrocarbures à basse pression de vapeur;
- le rejet involontaire ou non confiné de gaz ou d'hydrocarbures à haute pression de vapeur;
- l'exploitation d'un pipeline au-delà de la capacité nominale prévue dans les normes CSA Z662 et CSA Z276, ou des limites d'exploitation imposées par l'Office.

FIGURE 14
Incidents pipeliniers et ruptures de 1994 à 2003

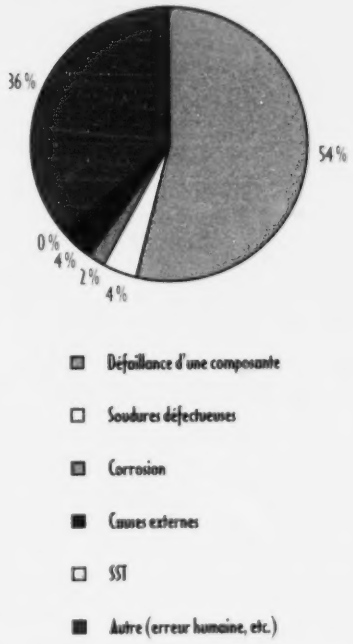


Quarante-six incidents ont été signalés à l'ONÉ en 2003, comparativement à 43 en 2002 et 68 en 2001 (figure 14). La comparaison du nombre d'incidents signalés en 2002 et 2003 à celui des années antérieures semble indiquer une amélioration générale du rendement en matière de sécurité des

sociétés qui exploitent des installations assujetties à la réglementation de l'ONÉ.

Les enquêtes sur les incidents à signaler relèvent du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) et de l'ONÉ. Depuis qu'il a été créé, en 1990, le BST a compétence exclusive pour enquêter sur les incidents afin d'en déterminer les causes et les facteurs y ayant contribué. L'enquête de l'ONÉ est donc menée parallèlement à celle du BST. En collaboration avec le BST, l'ONÉ enquête sur tous les incidents à signaler pour en cerner les causes, juger si des tendances se dégagent et décider des mesures à prendre pour que des incidents semblables ne se produisent pas à l'avenir. Même un incident bénin peut révéler la condition d'un pipeline ou la nécessité d'améliorer les programmes de sécurité. L'ONÉ évalue en outre l'efficacité éventuelle des mesures correctives proposées ou prises par la société pour éviter qu'un incident semblable se reproduise. La figure 15 présente les causes des incidents signalés en 2003.

FIGURE 15
Origine des incidents survenus en 2003



L'ONÉ vise un objectif de zéro en ce qui a trait aux ruptures sur les pipelines de son ressort. Aucune rupture sur les installations réglementées par l'ONÉ n'a été signalée en 2003, et les incidents pipeliniers n'ont entraîné aucune blessure corporelle. En 2003 toutefois, l'ONÉ a continué de rechercher l'origine des trois ruptures survenues en 2002.

L'enquête sur deux de ces trois ruptures a été menée parallèlement à celle du BST. Ce dernier avait décidé cependant de ne pas enquêter sur la rupture du pipeline de gaz acide de Westcoast survenue le 15 mai 2002. L'ONÉ a procédé à l'enquête au cours de l'année et prévoit publier un rapport à ce sujet au début de 2004. Le lecteur peut se renseigner sur les ruptures de pipelines réglementés par l'ONÉ survenues depuis 1992, en consultant le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca.

Dans les régions pionnières, on a relevé 45 situations dangereuses, telles qu'elles sont définies dans le *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, pris aux termes de la partie II du *Code canadien du travail*, soit le même nombre qu'en 2002. Les incidents ayant donné lieu à l'endommagement de matériel ont chuté, passant de huit en 2002 à aucun en 2003. La diminution du nombre de blessures invalidantes, qui sont passées de 13 en 2002 à seulement trois blessures légères en 2003, s'est traduite par une baisse générale de la fréquence des blessures invalidantes, qui est passée de 2,79 par million d'heures travaillées en 2002 à 2,00 par million d'heures travaillées en 2003. La perforation d'une conduite de gaz au cours de la construction d'une route dans une région pionnière a été signalée en décembre 2003. Le gaz rejeté ne s'est pas enflammé et n'a entraîné aucune blessure corporelle ou dommage matériel. L'ONÉ poursuit son enquête en application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et conformément à la partie II du *Code canadien du travail*.

Lorsqu'une situation d'urgence survient, la principale fonction de l'ONÉ est de surveiller de quelle façon l'entreprise intervient pour la maîtriser, puis de s'assurer que toutes les mesures humainement possibles ont été prises pour protéger les employés, le public et l'environnement. Dans le cadre de ses fonctions de surveillance, l'ONÉ veille à ce que toutes les sociétés réglementées disposent d'un plan d'intervention d'urgence permettant d'atténuer de manière

adéquate tout effet néfaste d'un déversement de pétrole ou d'une fuite de gaz naturel. Les vérificateurs de l'ONÉ examinent les plans et manuels d'intervention d'urgence pour s'assurer que les procédures appropriées ont été prévues. L'Office encourage les sociétés pipelinières à simuler des interventions d'urgence sur maquette ou à tenir des exercices complets sur le terrain, et il y participe. En 2003, les spécialistes en interventions d'urgence de l'ONÉ ont participé à six exercices sur maquette et à deux exercices complets.

Sécurité

L'ONÉ croit que la mise en oeuvre et le maintien de mesures de sécurité et de programmes d'intervention d'urgence appropriés donnent l'assurance que la sécurité du public et celle des installations de production des ressources pétrolières et gazières du Canada sont protégées. Pour faire en sorte que les sociétés mettent en oeuvre ces mesures de sécurité, l'ONÉ inclut l'examen de la sécurité de l'exploitation et des réseaux pipeliniers des sociétés dans son programme de vérifications. D'après les résultats des vérifications tenues en 2003, les sociétés pipelinières réglementées, en règle générale, ont été vigilantes et les installations hautement sécuritaires.

Au cours de 2003, l'ONÉ a continué de maintenir des liens de collaboration et de travail avec les organismes de réglementation et régies de la province, les organismes fédéraux et les organismes homologues des États-Unis de même que les associations pipelinières afin de gérer les questions de sécurité pouvant avoir une incidence sur l'infrastructure énergétique. Ces organisations comprenaient notamment le Bureau de la protection des infrastructures essentielles et de la protection civile (BPIEPC), l'EUB, la Gendarmerie royale du Canada, le BST, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques (ACPRÉ) et l'Office of Pipeline Safety des États-Unis.

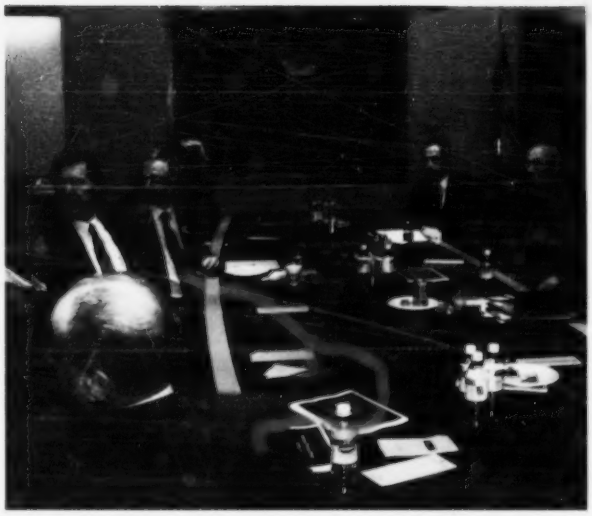
Perception de la sécurité

L'initiative de l'ONÉ relative aux *Indicateurs de rendement en matière de sécurité* s'est poursuivie en 2003. Le principal objectif de ce programme est d'évaluer l'efficacité des programmes de sécurité des sociétés du ressort de l'ONÉ. Les résultats sont cumulés annuellement et permettront au fil des ans d'effectuer des analyses comparatives et de dégager des tendances que l'ONÉ pourra utiliser pour comparer les sociétés canadiennes à celles de l'étranger. Les indications obtenues feront ressortir soit les baisses, soit les hausses de rendement, de sorte que les programmes de sécurité pourront être ajustés pour que les ressources de sécurité soient réparties le plus efficacement possible.

Le premier rapport du programme, *Gros plan sur la sécurité – Analyse comparative du bilan de sécurité des pipelines*, a été publié en avril 2003. On y compare des données sur les accidents mortels, les ruptures, la fréquence des blessures, les rejets d'hydrocarbures liquides ou de gaz ainsi que la prévention des dommages. Ces données proviennent de différentes sociétés dont les installations sont réglementées par l'ONÉ ou d'autres régies, telles que l'EUB et la FERC. Le rapport vise à éclairer le lecteur sur le rendement en matière de sécurité de l'industrie du transport de pétrole et de gaz réglementée par l'ONÉ. Il est fondé sur les données contenues dans les rapports d'incidents soumis en vertu du RPT-99 et sur des données complémentaires compilées dans le cadre du programme d'indicateurs de rendement. *Gros plan sur la sécurité* devrait paraître de nouveau au début de 2004.

En 2003, l'ONÉ a commencé d'afficher dans son site Web des renseignements sur les ruptures survenues sur les gazoducs et oléoducs de ressort fédéral. Les ruptures dont le signalement

était requis sont listées en ordre chronologique inverse, du plus récent jusqu'au premier incident signalé en 1992. On y trouve les détails suivants : le nom du pipeline et de la société exploitante, la date de l'incident, le lieu habité le plus proche, le produit transporté dans le pipeline, la cause primaire et la cause secondaire, etc. Le site comporte un hyperlien permettant de consulter le rapport définitif du BST, le cas échéant. Cette information est très utile pour l'évaluation de la sécurité des installations réglementées par l'ONÉ.



L'ONÉ a produit de nombreux *Avis de sécurité* au fil des ans, notamment à la suite de ses enquêtes sur des incidents pipeliniers. Ces avis contiennent d'importants renseignements à propos de la sécurité. Le BST produit lui aussi des avis de sécurité, que l'Office affiche maintenant dans son propre site Web (section *Sécurité et environnement*). Le dernier avis a été publié le 3 décembre 2003 et porte sur plusieurs incidents survenus dans des stations de compression et de pompage en raison de défaillances de tuyaux causées par la fatigue due aux vibrations.

Dans le cadre de son programme de surveillance, l'ONÉ assure le suivi des plaintes des propriétaires fonciers[9]. L'Office a reçu six plaintes de propriétaires en 2003 concernant la sécurité d'installations et d'activités réglementées par l'ONÉ ainsi que, relativement aux sociétés pipelinières, les engagements, le dépôt de documents, les conditions à respecter et les exigences réglementaires. Cinq de ces six plaintes ont été réglées au cours de l'exercice. Afin d'aider et de renseigner les propriétaires et le grand public, l'Office a publié *La réglementation des pipelines au Canada : Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public*, qui explique, en suivant les différentes étapes du cycle de vie d'un pipeline, le rôle de l'Office et celui des propriétaires fonciers dans le processus décisionnel de l'Office.

Recherche et développement

L'Office a continué de participer aux travaux d'élaboration de l'édition 2003 de la norme CSA Z662 afférente aux réseaux de canalisations de pétrole et de gaz. Il a également soutenu l'élaboration de règlements sur les pipelines en participant à des comités directeurs du Programme de recherche et de développement énergétiques de RNCan.

9 L'Office assure le suivi de ces plaintes depuis avril 1999. Pour les besoins de l'Office, le propriétaire foncier est tout groupe, personne ou société qui porte un intérêt aux activités de construction et d'exploitation d'une installation de ressort fédéral ou qui pourrait être touché, directement ou indirectement, par ces activités.

Protection de l'environnement

L'ONÉ veille à ce que les sociétés circonscrivent et gèrent les risques environnementaux liés à la construction et à l'exploitation des installations qu'il réglemente. Il s'y prend de différentes façons :

- effectue ses analyses et évaluations en termes de cycle de vie;
- réalise une évaluation environnementale des projets mis de l'avant;
- s'assure que des mesures d'atténuation, conditions et plans de protection de l'environnement appropriés ont été adoptés avant d'approuver le projet;
- inspecte et surveille la construction et l'exploitation des projets approuvés pour en vérifier la conformité aux mesures d'atténuation, conditions et plans de protection de l'environnement, ainsi qu'évaluer ces mesures, conditions et plans;
- vérifie les programmes de protection de l'environnement des sociétés pipelinières;
- fait enquête sur les déversements et rejets afin de prévenir de nouvelles occurrences;
- assure l'application du régime réglementaire de surveillance concernant les questions environnementales au cours de l'étape de cession de l'exploitation.

But 2 :
Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées.

Avant de rendre une décision, l'Office étudie les questions environnementales pertinentes, telles que la pollution de l'air, du sol et de l'eau; la perturbation des ressources renouvelables ou non renouvelables; les espèces en péril et l'intégrité des habitats naturels; la perturbation des terres et l'utilisation des ressources; la protection des droits des personnes touchées par les activités pipelinières des sociétés.

Évaluation environnementale

L'évaluation environnementale est tout un défi, étant donné la complexité et le caractère dynamique du cadre de réglementation. La plupart des activités réglementées par l'ONÉ sont assujetties à la Loi sur l'ONÉ, mais les activités pétrolières et gazières amont, dans les régions pionnières non assujetties à un accord fédéral-provincial, sont régies par la LOPC. Outre de devoir se conformer aux exigences environnementales et réglementaires de ces lois, la plupart des projets sur lesquels l'ONÉ est appelé à se pencher doivent faire l'objet d'une évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur*

l'évaluation environnementale (LCÉE) ou, dans le cas de la vallée du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest au sud d'Inuvik, aux termes de la partie 5 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. Le 30 octobre 2003 est entré en vigueur le *Projet de loi C-9 : Loi modifiant la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Ces nouvelles dispositions législatives font suite à l'examen de la LCÉE qui devait obligatoirement avoir lieu au bout de cinq ans. L'ONÉ s'affaire à concevoir de nouvelles initiatives pour la mise en application du projet C-9 et des dispositions qui influeront sur les processus réglementaires de l'Office. D'autres lois, par exemple la *Loi sur les espèces en péril* (LEP) entrée en vigueur en 2003, de même que les décisions des tribunaux, sont prises en considération lorsqu'il y a lieu de le faire.

L'ONÉ a pris plusieurs initiatives en 2003 en vue de communiquer ses exigences et ses attentes en matière d'information sur les questions environnementales et d'améliorer la cohérence d'une évaluation environnementale à l'autre. Notons parmi ces initiatives la publication imminente du *Guide de dépôt de l'ONÉ*, les séminaires de l'Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques (ACPRÉ) dans le cadre de son programme *Education Series*, l'entrée en circulation du *Modèle de rapport d'examen environnemental préalable*, et une démarche d'évaluation des risques pour ce qui concerne les évaluations environnementales.

Le *Guide de dépôt de l'ONÉ*, qui remplacera les *Lignes directrices sur les exigences de dépôt (1995)*, donne les grandes lignes des renseignements que l'ONÉ exige pour évaluer un projet et rendre une décision éclairée. Les parties intéressées, c.-à-d. l'industrie, les groupes autochtones, le grand public et les ministères fédéraux, ont été consultées à plusieurs reprises au cours de l'élaboration de ce document en 2003.

L'ONÉ a tenu des séminaires de concert avec l'ACPRÉ dans le cadre du programme *Education Series* de cette association en juin et en octobre 2003. Ces réunions éducatives visaient à faire mieux connaître les exigences de dépôt de l'ONÉ et devraient mener à la production de demandes plus complètes. Les questions environnementales étaient à l'ordre du jour.

L'Office a également élaboré et mis en circulation le *Modèle de rapport d'examen environnemental préalable* en 2003. Ce document vise l'uniformité du format et de la démarche d'élaboration des rapports d'examen environnemental préalable qui doivent être produits en application de la LCÉE. L'ONÉ s'est servi du modèle pour un premier projet d'envergure dans le cadre de l'examen du pipeline EnCana Ekwan qui était proposé, un gazoduc de 83 kilomètres de long situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. On prévoit l'évaluer régulièrement, ce qui pourrait donner lieu à d'autres améliorations.

La plupart des évaluations environnementales effectuées à l'ONÉ confirment ou même améliorent, du point de vue de la protection de l'environnement, la conception de projets d'infrastructure énergétique de faible envergure qui, à tous autres égards, sont nettement conformes à l'intérêt public. Certains projets énergétiques simples, ou routiniers, auxquels s'appliquent différentes dispositions du *Règlement sur la liste d'exclusion* pris en vertu de la LCÉE et de *l'Ordonnance de simplification* de l'ONÉ, requièrent uniquement une évaluation environnementale sommaire. Ces « filtres » réglementaires représentent en fait la mise en oeuvre formelle d'une approche fondée sur la gestion des risques, qui permet de concentrer l'attention et les ressources sur les projets plus vastes ou plus complexes ayant un fort potentiel

d'effets environnementaux importants. Pour les projets non exclus ou non visés par l'ordonnance de simplification, l'Office fait appel à une démarche de gestion des risques structurée pour concentrer son action réglementaire sur les grandes questions de conception environnementale.

À l'automne 2003, l'Office a entrepris d'éclairer davantage les autres ministères et organismes fédéraux sur le rôle que jouent l'ONÉ et ses processus lorsqu'un projet déclenche l'application de la LCÉE. Il voulait ainsi favoriser la réalisation de meilleures évaluations environnementales en resserrant les liens de collaboration ainsi qu'en facilitant la coordination et l'efficacité de la participation des autorités fédérales aux processus de l'ONÉ. L'Office, par cette initiative, a également profité de la rétroaction des ministères fédéraux au sujet des expériences qu'ils avaient retirées de cette collaboration avec l'ONÉ. Il s'en servira pour déterminer les domaines susceptibles d'amélioration et modifier ses processus d'évaluation environnementale en conséquence.

À la suite de l'approbation du pipeline de prolongement Grizzly (instance GH-2-2002), l'ONÉ a rencontré les organismes fédéraux intéressés au projet (à Vancouver) et le demandeur (à Calgary) dans le cadre de séances de compte rendu. Les participants ont discuté des lacunes du processus d'examen des projets et ont formulé des recommandations pour l'améliorer. Les discussions ont porté principalement sur la nécessité, pour les différents participants aux études approfondies, de communiquer entre eux de manière plus efficace et en temps plus opportun. Le groupe a déterminé que le recours à des conférences techniques est une solution possible à la plupart des préoccupations soulevées. Les modifications apportées récemment à la LCÉE et la mise à niveau des processus internes de l'ONÉ devraient donner lieu à des améliorations.

Surveillance de la conformité

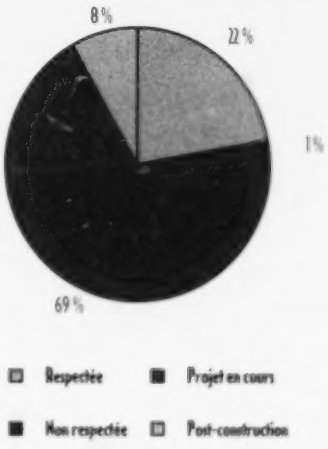
En plus de surveiller les installations réglementées du point de vue de la sécurité, l'ONÉ effectue des inspections et des vérifications dans une perspective de protection de l'environnement, depuis l'étape de construction jusqu'à la cessation de l'exploitation.

Inspections

Comme il le fait pour la sécurité, l'ONÉ favorise une approche coopérative en matière de surveillance de la conformité, en collaborant avec les sociétés pipelinières pour assurer la protection de l'environnement. Les inspecteurs de l'ONÉ veillent à ce que les activités de construction soient conformes aux conditions dont l'Office assortit l'approbation des projets, de même qu'aux engagements énoncés par la société dans son plan de protection de l'environnement et sa demande. Les inspecteurs de l'ONÉ surveillent également l'exploitation des installations une fois construites, afin d'évaluer le succès des mesures correctives et autres mesures d'atténuation, et d'assurer que l'environnement, le public et les biens matériels sont protégés. En outre, l'ONÉ inspecte, sur le plan de l'environnement, les travaux géophysiques, les forages et les activités de production menés dans les régions pionnières pour faire en sorte qu'ils soient conformes aux conditions d'approbation et règlements pertinents. En 2003, les inspecteurs de l'ONÉ ont reçu 19 PCV liées à la protection de l'environnement.

L'ONÉ assure le suivi des conditions environnementales et mesures d'atténuation qu'il impose, pour veiller à ce qu'elles soient respectées, qu'elles contribuent à l'atteinte des objectifs de protection de l'environnement et qu'elles produisent les résultats finals escomptés (figures 16 et 17). En ce qui concerne les projets approuvés en 2003, et pour lesquels l'ONÉ dispose de données recueillies par les inspecteurs ou extraites des rapports de suivi post-construction, 94,4 % des conditions environnementales imposées ont mené aux résultats escomptés. Deux d'entre elles, soit 5,6 %, n'ont pas permis de dégager les résultats escomptés, en raison du manque de précision dans un cas et d'une situation de non-conformité dans l'autre cas.

FIGURE 16
État de la conformité aux conditions environnementales - 1er janvier 2003 au 31 décembre 2003



L'ONÉ s'est engagé à améliorer la précision de ses conditions environnementales afin d'éliminer la possibilité que les entreprises visées n'interprètent pas correctement les résultats finals escomptés. L'ONÉ continuera de surveiller les projets non encore achevés et pour lesquels des renseignements ne sont pas disponibles, ou les projets dont les rapports de suivi post-construction n'ont pas encore été soumis, pour s'assurer que toutes les conditions imposées seront respectées.

Vérification des systèmes de gestion

L'Office a mené sept vérifications de systèmes de gestion auprès de diverses sociétés en 2003, dont cinq comprenaient une évaluation des programmes de protection de l'environnement. Ces vérifications ont permis de constater qu'en règle générale, les sociétés en question faisaient preuve d'un engagement catégorique pour la protection de l'environnement : elles avaient adopté une politique sur l'environnement et mis en oeuvre des programmes d'application. Certaines déficiences ont été notées pour ce qui concerne l'élaboration de processus formels permettant de cerner et d'évaluer divers aspects de l'environnement, d'exécuter des programmes de formation appropriés et de mettre en oeuvre les programmes de vérification interne. Les vérificateurs et inspecteurs de l'ONÉ ont également assuré le suivi des mesures correctives prises à la suite de vérifications antérieures, et ils ont évalué jusqu'à quel point ces mesures convenaient, pour ainsi compléter le cycle de vérification.

FIGURE 17
Atteinte des résultats escomptés - 1er janvier 2003 au 31 décembre 2003

Déversements et rejets

Les déversements et rejets sont une préoccupation constante de l'Office. Ils peuvent entraîner des dommages environnementaux selon la nature du produit. Vingt-six déversements d'hydrocarbures gazeux ou liquides ont été signalés en 2003, soit moins que les 33 et 46 déversements et rejets signalés en 2002 et 2001, respectivement. En 2003, il y a eu aussi 12 déversements d'hydrocarbures liquides de plus de 1 500 litres (dont le signalement était obligatoire). Tous ces déversements se sont produits sur les lieux de stations de compression, de stations de pompage, d'usines à gaz ou de terminaux. Il ne s'est produit aucun incident ayant donné lieu à la migration de liquides hors des limites de la propriété des entreprises

concernées. Dans les régions pionnières, le nombre d'incidents à signaler a augmenté, pour passer de 24 en 2002 à 42 en 2003, en raison de la recrudescence des activités d'exploration et de production. Lorsque l'ONÉ mène une enquête sur un déversement d'hydrocarbures, il s'assure que les mesures correctives exigées par l'Office et prescrites par le plan d'assainissement de la société ont bel et bien été prises.

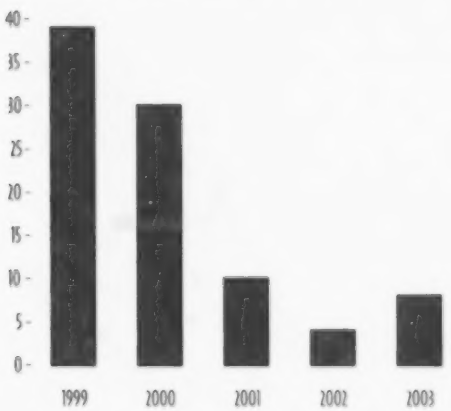
Protection des droits des personnes touchées

En sa qualité de tribunal dont le mandat est de rendre des décisions conformes à l'intérêt de la population canadienne, l'ONÉ a pris l'engagement de protéger les droits des personnes touchées par les installations actuelles ou proposées qui sont de sa compétence. Pour remplir cet engagement, l'ONÉ, entre autres mesures, s'assure de mettre en liaison les intervenants touchés et l'industrie, au moyen de ses processus de préavis public et de consultation permanente. En ce qui concerne les installations qui ont reçu son aval, l'ONÉ effectue des vérifications pour veiller à ce que les entreprises mettent en place localement des programmes d'intervention en cas d'urgence et de sensibilisation permanente du public.

Comme il le fait en matière de sécurité, l'Office assure également le suivi des plaintes des propriétaires fonciers au sujet de l'environnement. En 2003, l'Office a reçu 27 plaintes de ce genre, dont 10 portaient sur la protection de l'environnement, les droits des personnes touchées par les installations et activités réglementées par l'ONÉ ainsi que le manque de conformité eu égard aux engagements, au dépôt de documents, aux conditions et aux exigences de la réglementation. De ces dix plaintes, huit ont été réglées en 2003.

En octobre 2003, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il prévoyait établir un processus de consultation pour les cas où les droits ancestraux ou droits issus de traités pourraient être touchés par des projets assujettis à la réglementation de l'ONÉ. Le gouvernement a déclaré qu'il solliciterait l'opinion des parties intéressées sur la conception du processus et, une fois conçu, sur la façon dont ce processus serait intégré aux projets réglementés par l'ONÉ, sous forme de projet pilote d'une durée de deux ans. L'ONÉ continuera de prêter son concours à cette initiative, en vue du développement d'un cadre viable de consultation des Autochtones dans le contexte de son mandat.

FIGURE 18
Plaintes, ultérieurement réglées, adressées par des propriétaires fonciers au sujet de la protection de l'environnement et des droits des personnes touchées par les installations et activités réglementées par l'ONÉ



Recherche et développement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE) finance des projets de recherche d'ordre environnemental et social associés aux processus décisionnels dans les domaines de l'exploration, de la mise en valeur et de la production des hydrocarbures des régions pionnières. L'ONÉ préside le Conseil de gestion du FÉE et lui fournit des ressources techniques et financières. Le Conseil est composé de représentants de l'industrie, des gouvernements et du grand public. En 2003, le Conseil de gestion a approuvé dix nouvelles études, a continué de financer des études approuvées antérieurement et a participé à l'actualisation de la norme de la CSA sur les structures extracôtières. Les rapports du FÉE peuvent être commandés sur son site Web au www.esrfunds.org.

Efficience économique

Le troisième but général de l'Office est de promouvoir les avantages de l'efficience économique dans le secteur énergétique. L'Office exerce une influence économique de trois façons principales :

- ses décisions;
- l'information sur les marchés de l'énergie qu'il fournit à la population canadienne;
- l'efficience et l'efficacité de ses processus de réglementation.

Les répondants de plusieurs sondages effectués en 2003 ont dit souhaiter que l'Office exerce plus de leadership en matière de réglementation et d'analyse du marché. L'Office a donc élargi ses consultations auprès des intervenants en vue de réaliser son troisième but.

But 3 : Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

Décisions réglementaires

Par les décisions qu'il rend sur la construction ou la modification d'installations pipelinières et sur les droits et tarifs, l'Office s'attache à promouvoir une infrastructure pipelinière qui réponde aux exigences des expéditeurs et dont les droits de transport soient raisonnables, tout en donnant l'occasion aux sociétés pipelinières de réaliser un juste rendement du capital investi. L'Office veille en outre à ce que le gaz naturel, le pétrole, les liquides de gaz naturel (LGN) et l'électricité ne soient pas exportés au détriment des consommateurs canadiens, en s'assurant que ces derniers peuvent se procurer de l'énergie produite au Canada à des conditions au moins aussi favorables que celles dont jouissent les acheteurs de l'étranger. La section intitulée *Points saillants des demandes présentées à l'Office* donne un résumé des décisions rendues par l'Office en 2003.

Information sur les marchés de l'énergie

Une des plus importantes fonctions de l'Office est de fournir aux Canadiens et aux Canadiennes des renseignements objectifs sur les marchés de l'énergie et d'analyser ces derniers de manière impartiale. En 2003, l'Office a mené un sondage auprès de tiers sur son rôle en matière d'information sur les marchés de l'énergie. Il ressort de leurs commentaires que les répondants apprécient énormément l'exactitude, la qualité et l'objectivité de l'information et des analyses de l'Office. Selon les Canadiens interrogés qui doivent investir en fonction de leur choix de combustibles pour l'avenir, les évaluations du marché produites par l'Office sont un élément important de leur planification.

Rapports sur les marchés de l'énergie

Dans le cadre de son mandat, l'Office publie régulièrement des rapports, qu'il appelle *Évaluation du marché de l'énergie* (ÉME), dont un des aspects concerne la

surveillance de l'offre d'énergie au Canada et de la demande d'énergie canadienne sur le marché intérieur et celui des exportations. L'Office a publié trois de ces rapports en 2003.

Le premier, *Le secteur de l'électricité au Canada, Exportations et importations : Évaluation du marché de l'énergie*, se penche sur les tendances récentes en matière d'exportations et d'importations d'électricité, les revenus qui y sont associés et l'établissement des prix, ainsi que les répercussions de ce commerce du point de vue des provinces. Le rapport a permis de constater que le commerce de l'électricité avec les États-Unis procure d'importants avantages aux populations canadienne et américaine en ce qu'il optimise l'exploitation des réseaux et rehausse leur fiabilité.

La deuxième ÉMÉ, *Le marché du gaz naturel des Maritimes : Vue d'ensemble et évaluation*, présente une évaluation de la dynamique du marché du gaz naturel dans les provinces Atlantiques et traite des enjeux auxquels ce marché est confronté. Les auteurs concluent qu'il y a de nombreux défis propres à la région, mais que le marché fonctionne raisonnablement bien compte tenu qu'il en est aux premiers stades de développement.

Le troisième rapport, *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003-2005*, offre une perspective sur la production de gaz naturel pour la période 2003-2005. Selon les projections de l'Office, l'intense activité de forage prévue permettra de maintenir la productibilité de ce bassin près du niveau actuel, qui s'établit à environ 450 millions de mètres cubes (16 milliards de pieds cubes) par jour pour les deux prochaines années.

L'Office a également publié un rapport important sur les perspectives à long terme de l'énergie au Canada, intitulé *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*. Fondé sur des scénarios, le rapport traite de la situation énergétique future dans le contexte des tendances environnementales, technologiques et sociétales. Une des conclusions dégagées est que le Canada, durant la période visée, continuera de dépendre avant tout des combustibles fossiles pour répondre à ses besoins en énergie. En effet, un certain nombre de contraintes inhérentes à l'économie du pays, soit le climat, l'aménagement urbain, le mode de vie et la nature du stock immobilier actuel, nuisent à l'adoption rapide de nouvelles technologies. Le rapport constate en outre que la disponibilité future et le prix du gaz naturel sont d'importants facteurs d'incertitude. Un des principaux objectifs du rapport était d'alimenter le débat sur les choix énergétiques que le Canada devra faire. En guise de suivi, l'ONÉ tiendra une série de tables rondes d'un bout à l'autre du pays sur les questions concernant le marché du gaz naturel.

L'Office produit également plusieurs rapports statistiques ayant un lien avec son rôle d'organisme de réglementation des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité. Les données sont compilées mensuellement et des résumés annuels sont produits depuis 1985. Ces rapports traitent des exportations, des importations, des quantités et des prix du gaz naturel; des exportations de propane et de butanes; des exportations de pétrole brut et de dérivés du pétrole; des prix à l'exportation des pétroles bruts lourd et léger; de l'offre et de l'utilisation du pétrole brut; et enfin, des importations et exportations d'électricité. Le lecteur peut consulter ces rapports dans le site Web de l'Office à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

Fonctionnement des marchés de l'énergie et des transports du Canada

L'Office surveille les marchés de l'énergie pour s'assurer que les consommateurs d'énergie du Canada ont accès à l'énergie produite au pays à des conditions semblables à celles dont jouissent les acheteurs de l'étranger. Eu égard au gaz naturel, on serait en droit de s'attendre

que le prix du produit, à la frontière de l'Alberta par exemple, soit essentiellement la même pour tous les acheteurs de gaz, qu'ils soient au Canada ou ailleurs. La figure 19 indique le montant net à la frontière de l'Alberta du prix du gaz naturel à l'exportation dans l'Est du Canada, et le prix AECO-C, principal indice de prix du gaz naturel en Alberta, majoré des frais de transport de ce gaz jusqu'à la frontière de l'Alberta.

La figure permet de constater que le prix AECO-C est presque toujours égal ou inférieur aux prix équivalents pratiqués aux points d'exportation et que, pour le gaz acheté en Alberta, les Canadiens ne paient pas davantage que les acheteurs de l'étranger.

L'Office suit de la même façon l'évolution des prix sur les marchés du gaz de la Colombie-Britannique et des Maritimes. Ces deux marchés présentent des difficultés, dont la principale est le nombre relativement restreint d'acheteurs et de vendeurs, que l'Office continue d'étudier.

En ce qui concerne le pétrole brut, un rapport semblable existe entre les prix du marché intérieur et ceux du marché d'exportation (figure 20). Le graphique démontre que la population canadienne a accès au pétrole brut canadien à des conditions au moins aussi favorables que celles offertes aux acheteurs de l'étranger. L'Office surveille aussi les marchés de l'électricité, bien que ce soit plus difficile du fait de leur caractère à tendance régionale et du manque de marchés libres actifs dans plusieurs parties du pays. On sait toutefois que les tarifs résidentiels au Canada sont en règle générale bien inférieurs à ceux que l'on retrouve dans les villes américaines près de la frontière internationale.

Le bon fonctionnement des marchés de l'énergie est tributaire de la capacité de transport du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel des régions productrices vers les régions consommatrices. Lorsque la capacité est suffisante, les prix sont « reliés » et les écarts sont égaux sinon inférieurs au coût du transport entre les points de production et les points de consommation.

La figure 21 montre l'écart entre les prix du produit de base à la frontière de l'Alberta et au point de livraison à Dawn, comparativement au

FIGURE 19
Prix du gaz destiné aux marchés intérieur et d'exportation de l'Est - Frontière de l'Alberta
(en dollars le gigajoule)

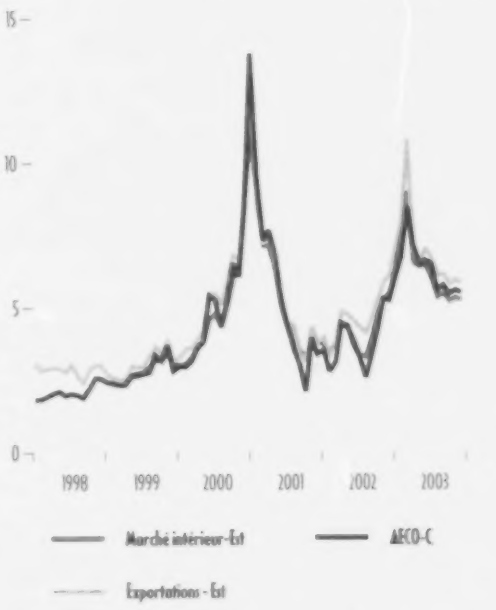


FIGURE 20
Prix à l'exportation et prix affiché à Edmonton du pétrole brut léger
(en dollars le mètre cube)

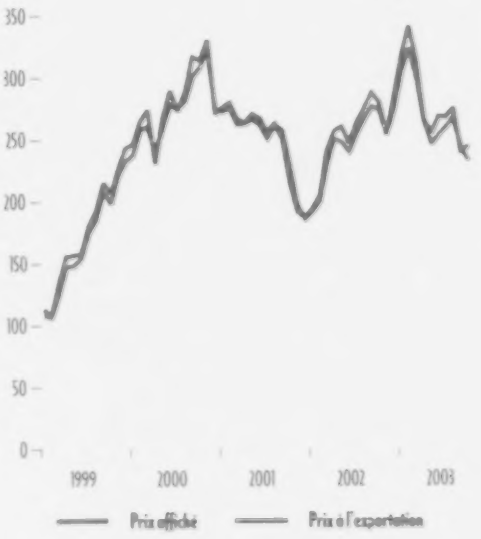
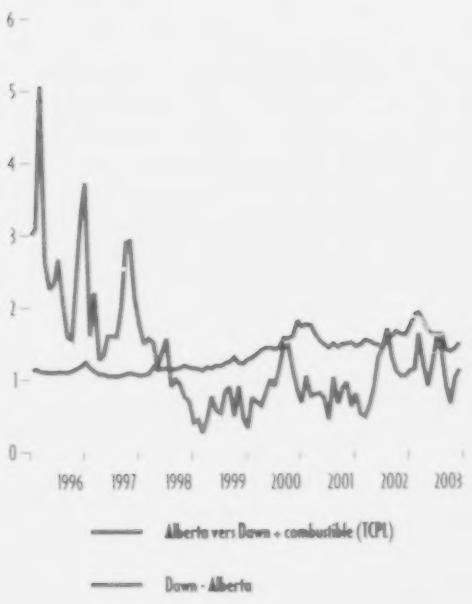


FIGURE 21
Écarts de prix entre les produits de base
(en dollars le gigajoule)



droit exigé par TransCanada pour le service garanti entre ces deux points, y compris le coût du combustible. Il est clair, du fait que l'écart de prix est toujours inférieur au droit du service garanti, que la capacité est suffisante depuis l'automne 1998. À l'aide de graphiques semblables, l'Office suit de près les écarts constatés dans d'autres couloirs pipeliniers canadiens et il est convaincu que la capacité de transport de gaz actuelle est généralement suffisante.

Pour ce qui est des oléoducs, la capacité pipelinière est insuffisante lorsque les expéditeurs commandent l'expédition de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter. Habituellement, la capacité disponible est alors répartie entre tous les expéditeurs ayant commandé de la capacité.

En 2003, Enbridge a fonctionné à environ 75 % de sa capacité totale, le débit réel s'établissant à 218 000 m³/j en moyenne. Les autorités de réglementation aux États-Unis ont limité la pression dans la partie américaine de la canalisation n° 4 d'Enbridge, qui va d'Edmonton à Superior (Wisconsin) après qu'une rupture soit survenue, en juillet 2002, dans la partie américaine. Cette restriction, qui est demeurée en vigueur jusqu'en décembre 2003, a eu pour effet de réduire les quantités de pétrole brut lourd qui pouvaient être expédiées dans la canalisation. La canalisation n° 9 d'Enbridge, qui transporte du pétrole de Montréal à Sarnia, a fonctionné à pleine capacité durant la majeure partie de l'année. La répartition des expéditions, à compter de mars 2003, a été établie à 5 % et avait atteint 19 % en septembre 2003, où elle s'est maintenue jusqu'à la fin de l'année.

Le réseau pipelinier Terasen (entre Edmonton et Vancouver) a fonctionné pour sa part à 88 % de sa capacité de transport de brut léger en 2003. Le nombre accru d'expéditions de brut plus lourd, de même que les commandes d'expéditions à destination du quai Westridge, a entraîné une répartition de la capacité qui a duré plusieurs mois. Express Pipeline Ltd. a continué de fonctionner à presque 100 % de sa capacité en 2003.

Les exportations de propane à destination du Midwest américain ont été réduites en raison de limites de débit imposées en juillet 2003 à la suite d'un incendie causé par une fuite sur le pipeline Cochin aux États-Unis. En conséquence, depuis septembre 2003, le réseau de Cochin demeure sous l'effet d'une répartition de la capacité, tant dans le tronçon canadien que le tronçon américain. Tout indique que les limites de débit et la répartition de la capacité demeureront en vigueur jusque vers la fin de 2004.

Le haut niveau d'utilisation de capacité dans nombre de ces canalisations, jumelé à la production accrue à partir des sables bitumineux et à l'incidence des répartitions, signifie qu'il y aurait peut-être lieu d'envisager sérieusement la possibilité d'augmenter la capacité actuelle des oléoducs.

Efficience de la réglementation

L'Office ne ménage pas ses efforts pour optimaliser l'efficience et l'efficacité de ses processus de réglementation. Il continuera de réserver une grande part de sa stratégie de réglementation aux solutions axées sur le marché, mais il reconnaît le rôle important que la réglementation continuera de jouer. En 2003, l'Office a fait porter ses efforts sur la réglementation intelligente, dont les objectifs sont multiples :

- réglementer en fonction de buts, régime qui accorde une certaine souplesse aux entreprises dans la façon d'obtenir les résultats souhaités;
- mettre en place des processus de réglementation, y compris un processus décisionnel, qui soient clairs, prévisibles et simplifiés;
- établir des partenariats efficaces avec les autres organismes de réglementation pour améliorer les processus et l'efficience.

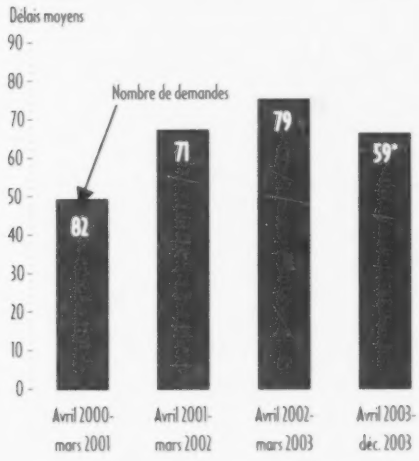
Réglementation intelligente

Tel qu'il a été précisé dans les pages précédentes, et comme l'avait énoncé le *Discours du trône 2002*, la réglementation intelligente est une stratégie clé pour le maintien de la compétitivité du Canada dans un monde où la concurrence est vive. L'ONÉ poursuit l'élaboration de sa propre stratégie de réglementation intelligente, sous forme de processus efficaces, efficients et prévisibles.

Un bon nombre de sociétés d'énergie exercent leurs activités sur la scène internationale et doivent parfois choisir entre différents pays, dont le Canada, lorsqu'ils décident d'investir. Se conformer à la réglementation occasionne des coûts dont même les petites entreprises qui concentrent leurs activités sur le marché intérieur doivent tenir compte. La clarté, la prévisibilité et la rapidité d'exécution des processus de réglementation en vigueur dans leur milieu respectif sont d'importants facteurs dont les sociétés tiennent compte pour prendre leurs décisions d'investissement. Compte tenu des principes de cet environnement qui privilégie le marché, l'objectif de l'Office est de traiter en temps opportun et de manière efficiente les demandes dont il est saisi, tout en s'acquittant avec diligence de ses responsabilités de protection de l'intérêt public. L'Office s'assure de l'efficience du traitement des demandes de plusieurs façons : il passe en revue ses méthodes de traitement; engage le dialogue avec les parties prenantes; clarifie ses processus et ses attentes; met en œuvre de nouvelles approches réglementaires; négocie l'harmonisation des processus avec d'autres organismes afin de réduire le double emploi au minimum; et se prépare activement à l'examen des demandes d'approbation de grands projets.

L'*Ordonnance de simplification des demandes en vertu de l'article 58* délivrée par l'Office permet aux sociétés d'entreprendre, sans avoir à obtenir l'approbation de l'Office, certains projets courants qu'elles prévoient réaliser sur leurs propriétés lorsque ces projets ont des effets négligeables sur l'environnement, ne touchent aucune tierce partie et ne causent aucune préoccupation sur le plan de la sécurité. L'Office a diffusé une mise à jour de cette ordonnance vers la fin de 2002 afin d'en clarifier les dispositions, de modifier les exigences de production de rapports et de soustraire un plus grand nombre de projets courants à son processus de traitement des demandes. Grâce à ces initiatives, et à d'autres encore, les délais de traitement des demandes déposées aux termes de l'article 58 se sont améliorés (figure 22). Un examen de l'ordonnance, y compris l'intégration des nouvelles modifications qu'il a été proposé d'apporter au *Règlement sur la liste d'exclusion* en vertu de la LCÉE, est prévu pour 2004.

FIGURE 22
Délais de traitement des demandes visant des installations n'exigeant pas d'audience - Par exercice



Guide de dépôt de l'ONÉ

L'Office achève la révision exhaustive de ses *Directives concernant les exigences de dépôt* (DED). Les DED avaient pour but d'aider les entreprises à mettre au point leurs demandes. L'objectif de la révision est de préciser, à l'intention des demandeurs, les exigences de l'Office et, par conséquent, de réduire le nombre de demandes de renseignements ainsi que raccourcir les délais de traitement des demandes. La publication de la version définitive des directives révisées, qui portera le titre de *Guide de dépôt de l'ONÉ*, est prévue pour le printemps 2004.

Notes d'orientation concernant les rencontres prédemande

L'Office a également ébauché des notes d'orientation concernant les rencontres prédemande, dont l'objectif est de faciliter les communications entre le personnel de l'Office et les parties externes si le besoin s'en fait sentir. Ces notes seront utiles aux promoteurs de projets qui veulent rencontrer du personnel de l'Office avant de soumettre une demande afin d'y intégrer toute l'information nécessaire pour que l'examen soit achevé dans les plus brefs délais. L'Office encourage le demandeur qui a besoin de renseignements à rencontrer le personnel et poser des questions au sujet des exigences de dépôt en fonction des particularités de sa demande.

Mécanisme approprié de règlement des différends (MADRD)

L'Office cherche sans arrêt à améliorer l'efficacité et l'efficience de ses processus de réglementation. Le programme *Mécanisme approprié de règlement des différends* (MADRD), dont le développement a commencé au début de 2002, a été créé à cette fin. Il s'agit d'un ensemble d'outils et de techniques ayant pour but de régler des questions conflictuelles entre les parties; il vient s'ajouter à nos processus de réglementation actuels. L'Office a publié ses *Lignes directrices sur le mécanisme approprié de règlement des différends* en juillet 2003. Durant l'exercice visé, l'Office a eu recours à ce programme pour traiter quatre questions concernant des propriétaires fonciers et pour faciliter un atelier portant sur des questions de droits et de tarifs. Les lignes directrices en question peuvent être consultées dans le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca.

Une coopération efficace

Nombre de projets énergétiques doivent faire l'objet d'un examen par plusieurs organismes de réglementation. S'il y a chevauchement des sphères de compétence, comme c'est le cas pour la proposition éventuelle de pipeline dans le Nord, l'Office coopère avec d'autres organismes pour coordonner l'évaluation environnementale du projet et l'application des règlements. Les efforts de coordination ont porté sur l'élimination des situations de double emploi et sur le maintien, voire le rehaussement, d'une participation significative de la part du public.

Au palier international, l'Office continue de tenir des réunions régulières avec la FERC et la Comisión Reguladora d'Energía, organisme mexicain de réglementation des questions

énergétiques. En septembre 2003, ces trois organismes ont signé une entente suivant laquelle ils s'engageaient à tenir des rencontres régulières en vue de se renseigner mutuellement sur leurs méthodes de réglementation et de tenter d'éliminer les incohérences entre elles, dans la mesure où leur mandat respectif le permet.

En outre, l'Office collabore avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale afin d'améliorer le processus d'évaluation environnementale. L'adoption récente du *Projet de loi C-9 : Loi modifiant la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, offre des possibilités de collaboration avec l'Agence à cet égard.

Participation du public canadien

But 4 : L'ONÉ s'acquitte de son mandat tout en favorisant une participation efficace du public.

L'Office considère qu'assurer l'efficacité de la participation du public est essentiel à son processus décisionnel parce que cette mesure garantit que le processus est équitable et exhaustif. Le fait d'offrir au public une tribune et des modes de participation vise à protéger les droits des personnes touchées par ses décisions, ce qui est également un résultat souhaité par l'Office, tel qu'il est énoncé dans son deuxième but général.

Au cours de 2003, les efforts de l'ONÉ en vue de faire participer le public à ses activités ont porté leurs fruits, comme l'ont démontré les auditoires nombreux lors des séances de consultation et d'information organisées par l'ONÉ, qu'il s'agisse des tables rondes tenues dans six villes canadiennes pour les consultations touchant le *Rapport sur l'offre et la demande*, la consultation à l'échelle régionale organisée dans le cadre de l'élaboration de l'ÉMÉ sur le fonctionnement du marché du gaz naturel des Maritimes, ainsi que des séances portes ouvertes dans sept villes du pays au sujet du projet de révision du *Règlement sur la prévention des dommages*. Le grand nombre de personnes et de groupes qui ont participé aux audiences récentes et aux activités antérieures à ces audiences est un exemple de l'intérêt que porte le public aux processus de l'ONÉ.

Le nombre accru de participants aux audiences a présenté de nouveaux défis à l'Office. Pour l'Office, cela démontre que les audiences sont vues d'un nouvel oeil, et il a profité de ses séances de planification stratégique en septembre 2003 pour réfléchir sur ses efforts de promotion de la participation du public. Au terme de cette réflexion, l'Office a décidé de se concentrer non plus sur l'évaluation de ses méthodes générales en matière de participation, mais plutôt sur le degré d'efficacité de cette participation.

L'audience concernant le pipeline GSX Canada est un exemple de participation de nombreux intervenants. Les parties intéressées ont été informées du processus de l'ONÉ et des moyens dont elles disposaient pour participer à l'audience lors de séances d'information préalables. Elles ont pu parler de leurs préoccupations et ont permis ainsi de mieux planifier le déroulement de l'audience. On estime que plus de 400 personnes ont participé à ces séances d'information, qui ont eu lieu d'octobre 2001 à février 2003, c'est-à-dire jusqu'au début de l'audience orale. L'ONÉ a également diffusé des mises à jour procédurales à maintes reprises durant le processus d'audience. Grâce à ces activités d'information du public, les parties intéressées étaient bien renseignées et le processus d'audience a été d'autant plus efficace.

L'audience tenue pour examiner le projet SE2 est un autre exemple de forte participation des intervenants. Outre les quelque 400 intervenants inscrits, plus de 22 000 lettres de commentaires sont parvenues à l'Office. Les séances de familiarisation antérieures à l'audience ont duré neuf jours en tout. Les

intervenants pouvaient choisir entre différents niveaux de participation. L'Office a même siégé le soir et le samedi pour faire en sorte que les nombreux intervenants aient chacun suffisamment de temps pour présenter leur point de vue. Au total, 28 intervenants ont présenté un exposé et 88 une plaidoirie finale de vive voix.

Se doter d'une capacité interne

L'Office, à qui il importe d'être une organisation intelligente, favorise l'apprentissage partagé. À cette fin, il offre à ses employés des possibilités de rehausser leurs compétences pour qu'ils puissent mettre en oeuvre des programme de consultation publique efficaces et appropriés. L'Office reconnaît d'autre part que la participation et la consultation efficaces prennent racine au sein même de l'organisation, et c'est pourquoi il encourage les consultations internes parmi ses équipes et ses divers secteurs d'activités.

Cercles d'apprentissage et pratiques exemplaires en matière d'audiences

En 2003, les résultats des sondages postérieurs aux audiences ont aidé l'ONÉ à mettre au point différentes mesures pour améliorer le processus d'audience et rehausser l'expérience que vivent les participants. Les réponses à ces sondages ont donné lieu aux mesures suivantes :

- l'amélioration du procédé de dépôt électronique;
- l'étude de la possibilité de tenir une audience prochaine à un autre endroit;
- l'examen de la qualité des transcriptions, de la qualité de l'interprétation, de la salle d'audience et des lieux de disposition des pièces.

En mai 2003, un cercle d'apprentissage par courrier électronique a vu le jour, grâce aux efforts du groupe responsable de la participation des Autochtones aux activités de l'Office. Chaque semaine, un article ou un récit sur les us et coutumes autochtones est diffusé par courriel. Les revendications territoriales, les idées fausses ou malentendus à propos de la culture, des données de recensement et les symboles autochtones sont quelques-uns des sujets traités.

Règlement des différends

Après avoir consulté des représentants de l'industrie, des propriétaires fonciers, des fonctionnaires et d'autres parties intéressées, l'Office a rendu public les lignes directrices de son programme de MADRD en juillet 2003. Ces lignes directrices prévoient une méthode suffisamment souple pour permettre aux participants de mettre au point un processus de règlement qui répond à leurs besoins particuliers. En 2003, le programme de MADRD a servi à quatre reprises pour tenter de régler des différends qui mettaient en cause des propriétaires fonciers et une fois lors d'un atelier sur les droits.

L'Office a aussi participé en 2003 aux activités du groupe de travail intersociétés sur le règlement des différends. Créé par des représentants du secteur énergétique, ce groupe vise à promouvoir une gestion et un règlement plus efficaces des conflits qui surgissent entre les sociétés. À titre de participant, l'Office contribue au développement de recommandations et d'outils qui favorisent le règlement constructif des conflits dans le secteur énergétique. La publication du rapport du groupe de travail est prévue pour 2004.

Élaboration de nouveaux procédés

Au cours de 2003, l'Office a adopté une nouvelle méthode de collecte et de stockage d'information sur les collectivités autochtones. Un profil des collectivités autochtones

concernées par la présence de pipelines réglementés par l'ONÉ et une base de données sur les personnes-ressources au sein d'associations autochtones pertinentes ont été développés pour usage interne et comme outil de rehaussement de la capacité de l'Office.

En 2003, l'ONÉ et l'ACPRÉ ont inauguré une série de séminaires (*Education Series*) ayant pour but de mieux faire comprendre les processus de l'ONÉ et ses exigences d'information, et comme objectif ultime, des demandes plus complètes et des délais de traitement plus courts. Le premier séminaire a eu lieu en juin 2003 et portait sur les processus de l'ONÉ de même qu'une analyse des lacunes constatées le plus souvent dans les demandes. Le deuxième s'est tenu en octobre 2003; les participants se sont alors penchés sur la consultation des Autochtones et des propriétaires fonciers, tant du point de vue de l'ONÉ que de celui de l'industrie.

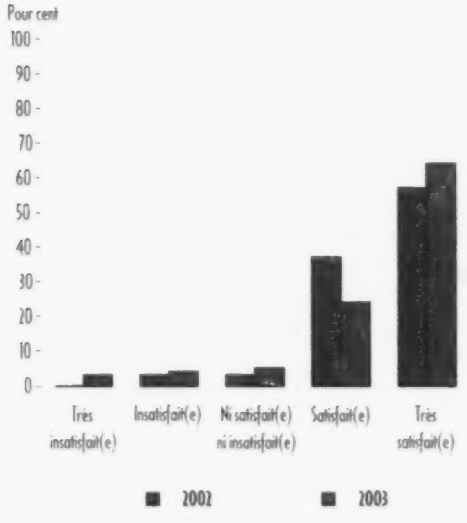
Compréhension des besoins du public en matière de participation

En étant sensibilisé à la façon dont le public peut et veut prendre part à ses activités et procédés, l'Office est en mesure de proposer des modes de participation efficaces. Pour mieux comprendre les besoins du public en matière de participation, l'Office fait appel aux pratiques qui suivent :

Rétroaction

L'Office, au début de l'exercice, a inséré une carte commentaire dans le *Rapport annuel 2002*. Cette carte, adressée et affranchie, comptait plusieurs questions au sujet de la lisibilité du rapport, de la pertinence de l'information et de la satisfaction du lecteur quant à l'ensemble de la publication. La même carte a été insérée dans le *Rapport sur l'offre et la demande* et les *Bulletins d'information* de l'Office. Les commentaires des lecteurs ont été compilés et portés à la connaissance du personnel chargé de planifier les versions futures de ces publications.

FIGURE 23
Dans l'ensemble, dans quelle mesure avez-vous été satisfait(e) de vos contacts avec l'ONÉ?



Comme cela s'est avéré par le passé, les sondages postérieurs aux audiences menés par l'Office ont constitué un moyen précieux de connaître les impressions des participants aux audiences. L'ONÉ consolide les résultats des sondages tenus durant un exercice et les affiche dans son site Web au www.neb-one.gc.ca. Le personnel intéressé a également pris connaissance des résultats et commentaires connexes. Les commentaires des participants se sont traduits par des améliorations au dépôt électronique et au processus d'audience, tel qu'il a été mentionné dans la section *Cercles d'apprentissage et pratiques exemplaires en matière d'audiences*.

La demande de rétroaction au moyen de sondages est devenue pratique courante à l'Office, comme l'indique la diversité d'activités pour lesquelles ces sondages ont été utilisés en 2003, dont les consultations relatives à l'ÉMÉ sur les sables bitumineux, les consultations visant le *Rapport sur l'offre et la demande*, les séances portes ouvertes sur la mise à

jour du *Règlement sur la prévention des dommages* et l'Atelier 2003 de l'ONÉ.

Visites des membres de l'Office

Les membres de l'Office visitent de temps à autre des installations du secteur énergétique qui relèvent de l'ONÉ afin de se renseigner directement sur des questions ou enjeux touchant l'énergie. En 2003, les membres ont visité une usine de gaz (Canadian Natural Resources Limited ou CNRL) et différents points d'une emprise de pipeline dans la région de Ladyfern, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. À l'usine de gaz, les membres de l'Office ont pu se renseigner sur la conception et l'exploitation des installations et sur les mesures de sécurité en vigueur. Sur les lieux de l'emprise, ils ont constaté le cumul des perturbations subies par la forêt à la suite des activités d'exploration et de production de gaz, et discuté de revégétation et d'autres aspects environnementaux touchant la conception des emprises de pipelines dans la forêt boréale occidentale.

Supprimer les obstacles à la participation

En juin 2003, l'Office rendait public une ÉMÉ intitulée *Le marché du gaz naturel des Maritimes : vue d'ensemble et évaluation*, à Fredericton, au Nouveau-Brunswick. Une séance d'information technique avait été organisée pour l'occasion par le personnel de l'Office; les personnes intéressées et les représentants des médias pouvaient y participer par téléphone.

L'Office a fait appel aux techniques de vidéoconférence et de webémission en direct pour obtenir des renseignements sur une demande de Trans-Nord. On a constaté qu'il s'agissait d'outils efficaces pour interagir avec le demandeur et les parties intéressées.

En décembre 2003, le Secrétariat du projet de gaz du Nord a inauguré ses bureaux à Yellowknife, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le rôle du Secrétariat est de fournir des services de soutien en matière de gestion de l'information, de logistique, de communications et d'administration à l'intention des comités d'audience publique qui seront appelés à évaluer les répercussions environnementales et à mener un examen réglementaire d'un projet de gaz qui serait proposé pour la vallée du Mackenzie. La mise sur pied du Secrétariat fait suite à la publication du *Plan de coopération visant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (juin 2002), qui vise la coordination des processus qu'adopteront les organismes de réglementation et ministères en prévision du dépôt d'une demande concernant un pipeline dans le Nord. L'Office a participé à l'élaboration du plan et à la mise sur pied du Secrétariat.

L'Office a produit deux vidéos d'information en 2003. Le premier, de contenu général, traite des rôles et responsabilités de l'ONÉ, tandis que le second se veut éducatif et porte sur les audiences. Ils ont pour but d'aider les participants à se familiariser avec l'ONÉ et le processus d'audience et de rendre l'Office plus accessible au grand public. Ces vidéos seront disponibles en 2004. Pour en obtenir une copie, il suffit de communiquer avec l'agent des publications à publications@neb-one.gc.ca ou de composer le (403) 299-3562.

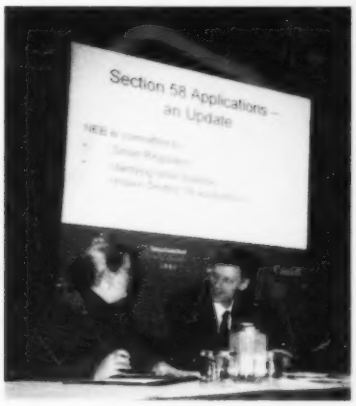
L'Office a publié en 2003 le bulletin d'information intitulé *La réglementation des pipelines au Canada : Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public*. Cette publication explique, en suivant les différentes étapes du cycle de vie d'un pipeline, le rôle de l'Office et celui des propriétaires fonciers dans le processus décisionnel de l'Office. On peut le consulter en ligne dans le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca ou en obtenir un exemplaire en communiquant avec l'agente des publications à publications@neb-one.gc.ca.

Participation des Canadiennes et des Canadiens

En 2003, l'Office a mené un grand nombre de consultations, suscitant ainsi la participation fructueuse des intéressés de l'industrie et d'autres secteurs. De plus, l'ONÉ a tenu des ateliers pour communiquer de l'information aux membres du public et de l'industrie et pour aborder des questions d'intérêt commun.

Consultations

Plusieurs séries de consultations amorcées par l'Office en 2002 se sont poursuivies en 2003, y compris des réunions avec plusieurs groupes en vue de discuter du projet de *Guide de dépôt de l'ONÉ*, notamment des groupes autochtones à Edmonton, Sarnia, Ottawa, Fredericton et Truro, d'autres ministères, le Fonds mondial pour la nature et des représentants de l'industrie.



Des consultations ont eu lieu dans six villes canadiennes pour que l'Office puisse recueillir les commentaires des intéressés concernant l'ébauche du rapport *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*. De plus, son équipe de surveillance des marchés s'est de nouveau rendue dans les Maritimes en 2003 pour rencontrer les groupes intéressés au marché de gros du gaz naturel, discuter avec les principaux acteurs du marché de l'accès aux approvisionnements, de la situation du marché et des questions de transport, et enfin, recueillir des renseignements en vue de la publication de l'ÉMÉ intitulée *Le marché du gaz naturel des Maritimes : vue d'ensemble et évaluation*. La rétroaction sollicitée et obtenue dans le cadre de ces consultations a été prise en considération pour la production des versions définitives de ces documents.

Des membres du personnel de l'ONÉ font partie du Comité de liaison sur le recouvrement des frais, dont sont également membres des représentants de sociétés auprès desquelles les frais opérationnels de l'ONÉ sont recouvrés. Aux termes de son mandat, le comité discute de la méthode de calcul et des règlements de l'Office en matière de recouvrement des frais et des états financiers, prévisions de dépenses, buts et initiatives de l'Office. Le comité se réunit deux fois l'an.

Ateliers

Dépôt électronique (juin 2003) – Cette réunion d'une journée avait pour objet d'échanger des suggestions pour l'amélioration du service de dépôt électronique de l'Office. Le dépôt électronique permet aux demandeurs et aux intervenants de déposer leurs documents réglementaires en ligne, et au public canadien de les consulter de la même façon. En 2003, 2 146 documents ont été soumis en ligne. Les utilisateurs de ce service ont été invités en juin 2003 à discuter des avantages du système de dépôt électronique actuel et des améliorations qui pourraient lui être apportées. Une transcription des discussions a été remise

aux participants et est affichée dans le site Web de l'Office. À la suite des suggestions formulées par les utilisateurs, l'Office prévoit apporter plusieurs améliorations au système, notamment l'intégration d'un formulaire en ligne pour le dépôt d'interventions et de lettres de commentaires; la modification des paramètres substituables pour qu'ils soient plus faciles à repérer et à créer; l'affichage des documents déposés par ordre chronologique en commençant par les plus récents; l'amélioration de l'interface avec l'utilisateur.

Questions relatives aux droits et au Tarif de TransCanada (octobre 2003) – L'Office a organisé, à Toronto, un atelier réunissant TransCanada et ses expéditeurs. L'atelier visait à cerner les enjeux soulevés par une demande portant sur un nouveau point de livraison et de réception et à discuter des options qui permettraient d'en arriver à des solutions. Le facilitateur a produit un rapport exposant les points soulevés par les participants et les préférences quant aux étapes de traitement de la demande.

Atelier 2003 de l'ONÉ (décembre 2003) – L'ONÉ a tenu son deuxième atelier à Calgary. Les quatre thèmes privilégiés étaient les suivants : l'intégrité des pipelines; la protection de l'environnement; les initiatives en matière de réglementation; la sécurité. Quatre buts étaient visés :

- encourager une interaction directe entre le personnel de l'ONÉ et les participants;
- énoncer les réalisations attendues, dans la mesure du possible;
- jeter les bases de discussions significatives et constructives entre le personnel de l'ONÉ et les représentants des groupes intéressés;
- améliorer les relations en expliquant les attentes, les processus et les procédés de l'ONÉ.

Plus de 300 personnes ont participé à l'atelier; leur rétroaction a été en grande partie positive, plus de 96 % des répondants à un sondage ultérieur ayant indiqué qu'ils étaient satisfaits. D'autre part, 88 % des participants croyaient que l'atelier avait été utile et 82 % prévoyaient assister au prochain atelier, qui devrait avoir lieu en 2005.

La communication avec le public canadien

Site Web

En 2003, l'Office a poursuivi ses efforts visant à accroître l'accessibilité de son site aux Canadiennes et Canadiens, en facilitant la navigation et la lisibilité pour les personnes ayant une déficience visuelle, ainsi qu'en améliorant la lisibilité des documents dans la plupart des navigateurs Internet. L'Office a également continué de diffuser ses audiences en direct et d'afficher les transcriptions officielles de ses audiences dans son site Web.

En outre, l'Office s'est penché sur différentes façons de permettre aux intervenants de lui faire parvenir des renseignements courants. Le groupe de gestion des personnes-ressources a trouvé une solution et il a élaboré un formulaire de modification en ligne des coordonnées. On peut y accéder depuis la page d'accueil du site de l'Office et il s'adresse aux personnes qui reçoivent de l'information et des documents ne concernant pas la réglementation.

Communiqués

L'Office a diffusé 46 communiqués en 2003, pour donner des renseignements sur les audiences publiques, les séances d'information publique, les décisions relatives aux demandes et les publications imminentes de l'Office, ou pour inviter le public à assister à des séances de consultation.

Numéro sans frais (1-800-899-1265)

Le numéro sans frais de l'Office est une autre voie par laquelle les Canadiennes et les Canadiens peuvent communiquer avec lui. L'Office a reçu 5 240 appels en 2003, soit 240 de plus qu'en 2002.

Leadership et gestion efficaces

En 2003, l'Office s'est donné un cinquième but général pour mettre en lumière l'engagement qu'il a pris envers le développement d'un environnement d'apprentissage et la gestion prudente de ses ressources financières, humaines et documentaires. Le projet de programme d'amélioration des pratiques de gestion, c.-à-d. IMProve (Improved Management Practices), s'inspire de l'initiative pangouvernementale surnommée la Fonction moderne de contrôleur.

Une des étapes du processus évolutif entrepris pour améliorer la gestion, le cinquième but de l'Office intègre les activités de planification et de production d'information concernant les ressources humaines, les finances, la technologie de l'information, la gestion de l'information, la formation et la gestion du rendement. Il sert aussi à intégrer les différents processus relatifs aux demandes, aux inspections et aux vérifications, pour rehausser les pratiques de coordination ainsi que le partage des connaissances et de l'information au sein de l'ONÉ. Ce but général est axé principalement sur la responsabilisation, dans un objectif d'efficacité et d'efficience du leadership et de la gestion pour atteindre tous les buts généraux de l'ONÉ.

But 5 : L'ONÉ guide son personnel et gère ses ressources de manière efficace.

Afin de mesurer le rendement de l'ONÉ par rapport au cinquième but, l'Office a entrepris d'élaborer en 2003 des mesures de rendement concernant le leadership, la gestion des ressources humaines, les ressources et la gestion de l'information. Des analyses comparatives sont prévues.

Dépenses de l'ONÉ et information financière

Le tableau 10 fait état des dépenses et du nombre d'employés de l'ONÉ pour les huit derniers exercices. Le gouvernement du Canada finance les activités de l'ONÉ, puis recouvre les frais de fonctionnement auprès des sociétés réglementées par l'ONÉ. Depuis 1991, jusqu'à 90 % des frais de fonctionnement de l'ONÉ ont été recouvrés auprès des entreprises réglementées. Le lecteur trouvera des renseignements sur les budgets et plans de l'Office dans les documents intitulés *Budget principal 2003-2004, Partie II* et *Budget des dépenses 2003-2004 – Partie III – Rapport sur les plans et les priorités*. Ces deux documents sont disponibles sur le site Web de l'ONÉ.

Afin de répondre aux exigences de fin d'exercice du Conseil du Trésor tout en se conformant à celles du recouvrement des frais à la fin de l'année civile, l'ONÉ dresse deux jeux d'états financiers annuels. Le premier jeu couvre l'exercice financier, qui se termine le 31 mars, et il est dressé au moyen de la méthode de la comptabilité d'exercice, en conformité avec les normes comptables du Conseil du Trésor du Canada, lesquelles se fondent sur les principes comptables généralement reconnus du Canada. Ce jeu d'états financiers, qui est intégré aux Comptes publics du Canada, est constitué d'un bilan, d'un état des résultats, d'un état des flux de trésorerie et des notes complémentaires. Le bureau du Vérificateur général, s'il décide de le faire, détermine à quel moment il vérifiera les états financiers de

l'ONÉ pour exprimer une opinion sur les états financiers consolidés du gouvernement du Canada.

Le deuxième jeu d'états financiers, établi pour les besoins du recouvrement des frais et couvrant l'année civile, est dressé au moyen de la méthode de la comptabilité d'exercice, en conformité avec les normes comptables du Conseil du Trésor du Canada, lesquelles se fondent sur les principes comptables généralement reconnus du Canada. Ce jeu d'états financiers est constitué d'un bilan, d'un état des résultats et du déficit du Canada, d'un état des flux de trésorerie et des notes complémentaires. Ces états sont vérifiés annuellement par le bureau du Vérificateur général et servent à déterminer le montant des frais à recouvrer, par application du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*.

Le lecteur peut obtenir d'autres renseignements sur l'un ou l'autre de ces jeux d'états financiers en communiquant avec l'ONÉ. Les états financiers consolidés du gouvernement du Canada sont disponibles dans Internet au www.tpsgc.gc.ca/recgen/text/pub-acc-f.html. Les états financiers vérifiés établis pour les besoins du recouvrement des frais sont dans le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca/Publications/index_f.htm.

L'ONÉ, UN EMPLOYEUR DISTINCT

L'ONÉ est un employeur distinct au sein de la fonction publique depuis décembre 1992. Les pouvoirs de gestion du personnel ont donc été transférés du Conseil du Trésor au président de l'ONÉ. En conséquence, l'ONÉ est seul responsable de la création et du maintien de son propre système de classification, de l'élaboration de ses politiques et pratiques de gestion des ressources humaines, et de la négociation de ses conventions collectives et régimes de rémunération.

TABLEAU 10
Dépenses et nombre d'employés

Exercice (1er avril au 31 mars)	Dépenses (en milliers de dollars)	Équivalents temps plein
1996 - 1997	26 855	272
1997 - 1998	28 048	264
1998 - 1999	53 187 a)	277
1999 - 2000	26 900	286
2000 - 2001	26 216	289
2001 - 2002	28 836	281
2002-2003	31 232	287
2003 - 2004	31 315 b)	297 b)

a) En 1998, l'ONÉ a versé 22,2 millions de dollars en paiements après avoir conclu des arrangements à l'amiable avec l'industrie énergétique concernant les coûts liés à la réinstallation d'Ottawa à Calgary.

b) Estimations

Employeur *distinct* n'est pas synonyme d'employeur du secteur privé. Comme les ministères du gouvernement fédéral, l'ONÉ demeure assujetti aux lois fédérales. L'ONÉ assure la promotion et le recrutement de son personnel en conformité avec la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*. Les questions financières sont régies par la *Loi sur la gestion des finances publiques*, cette dernière étant administrée par le Conseil du Trésor. Les relations avec les employés sont assujetties aux dispositions de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et l'ONÉ peut faire l'objet de réductions d'effectif et de restrictions salariales. L'ONÉ est également assujetti aux dispositions et normes de la *Loi sur les langues officielles* et de la *Loi sur l'équité en matière d'emploi*.

Un riche bassin d'expérience

Au 31 décembre 2003, l'Office comptait huit membres à temps complet, nommés en raison de leur vaste expertise dans le domaine de l'énergie et de la politique publique. Notre équipe multidisciplinaire reflète l'éventail de perspectives et de connaissances pratiques dont l'Office a besoin pour rendre des décisions sur des projets énergétiques qui sont conformes à l'intérêt public canadien, ainsi que pour conseiller le gouvernement du Canada en matière d'énergie. Les membres cumulent une expérience diversifiée, acquise tant dans le secteur privé que dans le secteur public, qui englobe les disciplines suivantes : économie, génie, environnement, finances, droit, sciences, participation publique et sécurité.

Rangée du haut, de gauche à droite : Gaétan Caron, Jean-Paul Théorêt (vice-président), John S. Bulger, Rowland J. Harrison
Rangée du bas, de gauche à droite : Deborah W. Emes, Kenneth W. Vollman (président), Elizabeth Quarshie, Carmen L. Dybwad

Kenneth W. Vollman, président

Natif de la Saskatchewan, M. Vollman détient une maîtrise en génie mécanique de l'Université de la Saskatchewan et est membre de l'Association of Professional Engineers of Alberta. M. Vollman a consacré toute sa carrière au domaine de l'énergie. Acquérant une expérience pratique de la production gazière et pétrolière dans l'entreprise privée, il a ensuite poursuivi sa carrière à l'ONÉ où il a travaillé tour à tour dans les secteurs de l'offre et de la demande d'énergie, des pipelines, de la réglementation de l'énergie et de la gestion. Il a été nommé président en 1998, après avoir occupé les charges de membre et de vice-président. Au cours des 35 dernières années, M. Vollman a rédigé un grand nombre d'exposés qu'il a présentés à l'occasion de conférences nationales et internationales.

Jean-Paul Théorêt, vice-président

Natif du Québec, M. Théorêt possède un bagage diversifié de formation et d'expérience qui englobe les affaires, l'économie, le droit et la réglementation de l'énergie. Il a été commissaire à la Régie de l'énergie du Québec pendant huit ans. Élu député à l'Assemblée nationale en 1985, il y a rempli les fonctions d'adjoint parlementaire du ministre de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, et de vice-président de la Commission de l'économie et du travail. M. Théorêt compte 30 ans d'expérience comme homme d'affaires, à titre de vice-président directeur d'une importante société de distribution de produits alimentaires et de propriétaire de magasins d'alimentation au Québec. Membre de l'ONÉ depuis 1999, il a été désigné vice-président en 2002.

Rowland J. Harrison

Originaire d'Australie, M. Harrison possède une maîtrise en droit de l'Université de l'Alberta et est membre des barreaux de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta. Au fil de sa carrière, il a acquis une vaste expérience comme conseiller et chercheur dans les domaines de la réglementation de l'énergie et de la politique énergétique.

M. Harrison a été professeur de droit dans diverses universités canadiennes, où il a enseigné le droit du pétrole et du gaz, des cours supérieurs de droit des hydrocarbures, le droit constitutionnel et le droit administratif. Il a fait partie de la haute direction de divers organismes, dont l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, l'Institut canadien du droit des ressources, l'Institut de recherche en politiques publiques et le Dalhousie Institute of Environmental Studies. Avant sa nomination à l'Office, il a été un associé au bureau de Calgary de Stikeman Elliott, cabinet d'avocats canadien qui travaille au Canada et à l'étranger.

John S. Bulger

Natif du Manitoba, M. Bulger a obtenu un doctorat en chimie physique de l'Université York, à Toronto, et un grade supérieur en gestion de l'Université McGill, à Montréal. Ses champs d'expérience englobent l'approvisionnement, l'exploitation, la planification, la réglementation et la prestation de conseils sur les questions énergétiques. Avant d'être nommé à l'Office, il a occupé le poste de chargé principal des questions de réglementation chez Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., à Halifax (Nouvelle-Écosse). Antérieurement, il avait été membre de la haute direction de Gaz Métropolitain pendant près de vingt ans. M. Bulger a commencé sa carrière chez Du Pont Canada Inc. M. Bulger est membre de l'Institut de chimie du Canada.

Elizabeth (Liz) Quarshie

Originaire du Ghana, M^me^ Quarshie détient une maîtrise en administration des affaires de l'Université de la Saskatchewan ainsi qu'une maîtrise en génie environnemental de l'Université de l'État de Washington. Elle est membre de l'Association des ingénieurs professionnels et des géoscientifiques de la Saskatchewan en plus d'être vérificatrice environnementale agréée.

M^me^ Quarshie cumule plus de 15 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, ayant détenu divers postes de cadre supérieur chez Cogema Resources Inc. et Cameco, à Saskatoon, et dirigé des programmes dans des domaines tels que l'hygiène et la sécurité professionnelles, l'évaluation des incidences environnementales, la conformité à la réglementation et les affaires

publiques. En outre, elle a acquis dans l'industrie une solide expérience de la planification, de la conception, de l'élaboration, de la mise en oeuvre, de la surveillance et de la désaffectation de projets. M^me^ Quarshie possède également de l'expérience dans les domaines suivants : radioprotection, lutte antiémissions, gestion des déchets solides et dangereux, traitement de l'eau et des eaux usées, recherche et évaluation, systèmes de gestion environnementale, vérification et développement communautaire.

Deborah W. Emes

Native de la Saskatchewan, M^me^ Emes détient une maîtrise en économie de l'Université de Calgary et est analyste financière agréée. Elle possède une connaissance pratique et théorique de la prestation de conseils dans les domaines de la réglementation, de l'économie et des marchés. M^me^ Emes a occupé divers postes dans les secteurs privé et public, dont celui de gestionnaire des services stratégiques auprès de la British Columbia Utilities Commission. En outre, elle a offert des séminaires sur la conception des droits et le coût du capital pour le compte de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique.

Carmen L. Dybwad

Originaire de la Saskatchewan, M^me^ Dybwad détient un doctorat de l'Université de Waterloo en planification régionale et exploitation des ressources. Elle possède une formation en économie ainsi qu'une connaissance d'expert, pratique et théorique, dans les domaines de la participation publique, du développement des ressources et de l'électricité. M^me^ Dybwad a occupé plusieurs postes auprès du gouvernement de la Saskatchewan et de la Saskatchewan Power Corporation, y compris celui de gestionnaire en politique et planification environnementales. Plus récemment, elle était professeure adjointe à l'Université de Regina où elle a donné des cours en économie environnementale, en développement durable et en administration publique. M^me^ Dybwad fait du bénévolat auprès de la Wood's Homes Foundation et est membre de l'Alberta Arbitration and Mediation Association.

Gaétan Caron

Natif du Québec, M. Caron a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées de l'Université Laval, et une maîtrise en administration des affaires de l'Université d'Ottawa. Il s'est joint à l'Office national de l'énergie en 1979 où il a détenu plusieurs postes de haut niveau. Avant d'être nommé membre de l'Office, il remplissait les fonctions de chef des opérations. M. Caron fait partie de plusieurs organisations, dont l'Association professionnelle des cadres de la fonction publique du Canada, l'Ordre des ingénieurs du Québec, le conseil d'administration de Centraide Calgary et le Diversity Calgary Leadership Council.

Bryan Williams, membre temporaire de l'Office

En septembre 2001, l'honorable Bryan Williams a été nommé membre temporaire de l'Office pour s'occuper de questions reliées à l'examen par une commission conjointe du projet de pipeline GSX Canada.

Supplément I

Lois

Loi sur l'Office national de l'énergie
Code canadien du travail, Partie II
Loi sur les opérations pétrolières au Canada
Loi fédérale sur les hydrocarbures
Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi sur l'administration de l'énergie
Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie
Loi sur le pipe-line du Nord
Loi sur les espèces en péril

Règlements et autres dispositions aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Ordonnance de simplification des demandes XG/XO-100-2002 en vertu de l'article 58
Ordonnance n° MO-62-69 de l'Office national de l'énergie
Proclamation étendant au pétrole l'application de la Partie VI de la Loi (7 mai 1970)
Règlement concernant la qualification des produits pétroliers
Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi)
Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie I
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie II
Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines
Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement (DORS/2003-39)
Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie (DORS/2002-375, 21 octobre 2002)
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie
Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité
Règlement sur les renseignements relatifs aux droits
Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines
Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995

Directives, lignes directrices, notes d'orientation et protocoles aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Conformité aux exigences touchant les renseignements sur l'environnement, prescrites par les *Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office (23 décembre 1997)

Consultation des peuples autochtones : Directives de l'Office national de l'énergie (4 mars 2002)

Dépôt électronique - *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie* (1995) (21 mars 2002)

Directives - Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Directives - Renseignements financiers soumis à l'Office national de l'énergie par les compagnies pipelinières du groupe 1 (6 décembre 2001)

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 23 janvier 2003)

Directives concernant les exigences de dépôt (22 février 1995)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (12 juin 2002)

Excavations exploratoires et réparations/remplacements connexes de pipelines (2 décembre 2002)

Fouilles exploratoires et réparations/remplacements connexes de pipelines (26 février 2003)

Lettres datées du 20 novembre 2003 et ébauche des Notes d'orientation de l'Office national de l'énergie concernant les rencontres prédemande

Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* – Modification 1 (20 janvier 2003)

Notes d'orientation liées au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement* (28 juillet 2003), y compris : Annexe 1 – Notes d'orientation concernant la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des appareils et de la tuyauterie sous pression (3 juillet 2003) et Annexe 2 – Programmes de protection civile et d'intervention et de sécurité (24 avril 2002)

Notes d'orientation pour l'équipement sous pression relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie (8 août 2003)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)

Procédures de dépôt des demandes d'ordonnance de droit d'accès présentées aux termes de l'article 104 (27 octobre 1999)

Programmes de protection civile et de sécurité et d'intervention (comprend le document intitulé *Éléments requis pour les programmes de protection civile et d'intervention*)

Protocole sur la conservation des registres comptables des compagnies du groupe 1 selon les *Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs* (30 novembre 1994)

Protocole sur la réglementation des compagnies du groupe 2 (6 décembre 1995)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz* (partie VI) (16 mai 1997)

Règlements aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz
Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada
Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada
Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada
Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz au Canada

Directives et notes d'orientation aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

Avis de publication d'une version mise à jour des Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (21 août 2002)

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières

Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable

Notes d'orientation liées au *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*

Notes d'orientation relatives au *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*

Règlements aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

Règlement déterminant des autorités fédérales
Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale
Règlement sur la liste d'étude approfondie
Règlement sur la liste d'exclusion
Règlement sur la liste d'inclusion
Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada
Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées

Règlements aux termes du *Code canadien du travail, Partie II*

Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail
Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)
Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants

Règlements aux termes de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*

Règlement sur l'exigence d'un examen préalable
Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie
Règlement sur la liste d'exemption

Dispositions aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*

Décret chargeant le ministre du Commerce extérieur comme ministre responsable de l'application de la Loi

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national Kluane

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Saskatchewan

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique

Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines Lois au membre du Conseil privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II et III du *Règlement sur les gazoducs* au ministre désigné aux fins de la Loi

Directives et notes d'orientation aux termes de la *Loi sur les espèces en péril*

Entrée en vigueur de certains articles de la *Loi sur les espèces en péril*, L.C. 2002, ch. 29, et répercussions sur les demandes dont l'Office national de l'énergie est saisi (lettre datée du 11 septembre 2003)

Supplément II

Compagnies dont les installations ou les activités relèvent de la compétence de l'ONÉ

Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'ONÉ, qui construisaient et (ou) exploitaient des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou des lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales au 31 décembre 2003. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies de gazoduc et d'oléoduc qui font l'objet d'une vérification régulière de la part de l'Office. Le groupe 2 englobe toutes les autres compagnies pipelinières relevant de la compétence de l'ONÉ. On distingue trois catégories de compagnies aux fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande importance, les compagnies de moyenne importance et les compagnies de faible importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit, le coût du service et l'utilisation par des tiers.

Compagnies de gazoduc du groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, B.C. System
Westcoast Energy Inc.

Compagnies d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du groupe 1

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Compagnies de gazoduc du groupe 2

Agence des douanes et du revenu du Canada
Alta Gas (Sask) Inc.
AltaGas Services Inc.
AltaGas Transmission Ltd.
ARC Resources Ltd.
Barrington Petroleum Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
Bellator Exploration Inc.
BP Canada Energy Company
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Natural Resources Limited
Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
DEFS Canada L.P.
Devon Energy Canada Corporation
ELAN Energy Inc.
Enbridge Gas Distribution Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Ekwan Pipeline Inc.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.
EnCana Oil & Gas Partnership
EnCana West Ltd.
Fletcher Challenge Oil and Gas Canada Inc.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Gibson Energy Ltd.
GSX Canada Limited Partnership
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
KeySpan Energy Canada Company
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.

Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Olympia Energy Inc.
Paramount Transmission Ltd.
Peace River Transmission Company Limited
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Petrovera Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Pipes-lines Montréal ltée
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Regent Resources Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Samson Canada, Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
Sierra Production Company
Suncor Energy Inc.
Talisman Energy Inc.
Taurus Exploration Canada Ltd.
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
3398251 Canada Ltd.

Compagnies d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du groupe 2

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
Aurora Pipe Line Company
BP Canada Energy Company
ConocoPhillips Canada Limited
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Limited Partnership
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Glencoe Resources Ltd.
Husky Oil Limited
ISH Energy Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Marketing
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Pipes-lines Montréal ltée
Plains Marketing Canada, L.P.
PMC (Nova Scotia) Company
Pouce Coupé Pipe Line Ltd. à titre de mandataire et de commandité de la société Pembina North Limited Partnership
PrimeWest Energy Inc.
Provident Energy Pipeline Inc.
Renaissance Energy Ltd.
Resolution Resources Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Shell Canada Products Limited
Taurus Exploration Canada Ltd.
Williams Energy (Canada) Pipeline, Inc.
Yukon Pipelines Limited

Compagnies de productoduc

Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada
E.B. Eddy Forest Products Ltd.
Fraser Papers Inc. (Canada)
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Souris Valley Pipeline Limited

Sociétés d'électricité [10]

(* Société dont l'autorisation a cessé d'être en vigueur ou a été annulée en 2003)

Abitibi-Consolidated Inc.
Advantage Energy, Inc.
Aquila Merchant Services, Inc. *
Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.
ATCO Electric Ltd. et ATCO Power Ltd.
Avista Energy, Inc.
Bonneville Power Administration
BP Canada Energy Company
Brascan Energy Marketing Inc.
British Columbia Hydro and Power Authority

10 Sociétés autorisées par l'ONE à exporter de l'électricité, ou sociétés titulaires d'un certificat ou d'un permis délivré par l'ONE pour une ligne internationale de transport d'électricité

Canadian Niagara Power Company Limited
Canadian Niagara Power Inc. *
Canadian Transit Company, The
Candela Energy Corporation
Cargill-Alliant Trading Canada, Inc.
Chandler Energy Inc.
CMS Marketing, Services and Trading Company
Columbia Power Corporation
Conectiv Energy Supply Inc.
Constellation Power Source, Inc.
Consumers Energy Company
Coral Energy Canada Inc.
Detroit & Windsor Subway Company, The
Detroit Edison Company, The
Direct Commodities Trading Inc.
Direct Energy Marketing Inc.
Direct Energy Marketing Limited *
DTE Energy Trading, Inc.
Duke Energy Marketing Canada Corp
Duke Energy Marketing Canada Ltd.
Dynegy Canada Inc. *
Dynegy Power Marketing, Inc.
Edison Mission Marketing & Trading, Inc.
El Paso Merchant Energy, L.P. *
Emera Energy Inc.
EnCana Energy Services Inc.
Engage Energy Canada, L.P.
Engage Energy US, L.P.
ENMAX Energy Marketing Inc.
Entergy Power Marketing Corp.
Entergy-Koch Trading Canada (ULC)
EPCOR Merchant and Capital Inc.
Exelon Generating Company, LLC
Fermes (y compris bungalows et charges isolées)
FortisOntario Inc.
Fraser Paper Inc. (Canada)
Hydro-Manitoba
Hydro One Networks Inc.
Hydro-Québec
IDACORP Energy L.P. *
Inland Pacific Energy Services Ltd.
Lac La Croix Power Authority
Marketing D'Énergie HQ Inc.
Mirant Americas Energy Marketing, L.P.
Montwegan International Energia Resorce Inc.
Montenay Inc.
Morgan Stanley Capital Group Inc.
Nexen Marketing
Northern States Power Company
NorthPoint Energy Solutions Inc.
Nova Scotia Power Inc.
NRG Power Marketing, Inc.
OGE Energy Resources, Inc.
Ontario Power Generation Inc.
Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.
PG&E Energy Trading - Power L.P.
Powerex Corp.
PPL EnergyPlus, LLC
Public Service Company of Colorado
Reliant Energy Services Canada, Ltd.
Roseau Electric Cooperative Inc.
Saskatchewan Power Corporation
Sempra Energy Trading Corp.
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick
Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité
Sonat Power Marketing Inc. et Sonat Power Marketing, L.P.
Split Rock Energy LLC
St. Clair Tunnel Company
Teck Cominco Metals Ltd.
Tractebel Energy Marketing Inc.
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.
TransCanada Energy Ltd.
TransCanada Power Marketing Inc.
UBS AG, London Branch
USGen New England, Inc.
UtiliCorp Networks Canada (British Columbia) Ltd.
Williams Energy Marketing & Trading Canada Inc.
WPS Canada Generation, Inc.

Supplément III

Documents

Bulletins d'information

L'Office publie des bulletins d'information sur les sujets suivants :

- Le processus d'audience publique
- Comment participer à une audience publique
- Transport, droits et tarifs
- Électricité
- Protection de l'environnement
- Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes
- La sécurité pipelinière

L'Office publie également les brochures suivantes :

- Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier, 2002
- Travaux d'excavation et de construction à proximité de pipelines, janvier 2002

Série de bulletins d'information

L'Office publie une série de bulletins d'information, dont les suivants :

- Réponses à vos questions à propos de l'Office national de l'énergie
- Services de bibliothèque et d'information
- Le Bureau d'information sur les terres domaniales
- La réglementation des pipelines au Canada - Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public, juin 2003

Vidéos

L'ONÉ a produit deux vidéos d'information. Le premier fournit des renseignements généraux sur le rôle et les attributions de l'Office et le second, des renseignements éducatifs sur le processus d'audience. Pour en obtenir une copie, il suffit de s'adresser à l'agente des publications à publications@neb-one.gc.ca, ou au (403) 299-3562.

Principaux documents publiés en 2003

Lignes internationales de transport d'électricité

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
Autorisation de construire et d'exploiter une ligne internationale de transport d'électricité, EH-2-2002
Motifs de décision, mai 2003

Installations pipelinières

Westcoast Energy Inc.
Agrandissement de la canalisation principale sud, GH-1-2002
Motifs de décision, janvier 2003

Westcoast Energy Inc.
GSX Concerned Citizens Coalition,
Avis de demande de révision de la décision concernant l'agrandissement de la canalisation principale sud
Lettre de décision, 26 mars 2003

Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
GSX Concerned Citizens Coalition,
Avis de motion, GH-4-2001
Lettre de décision, 8 juillet 2003

Projet de pipeline GSX Canada
Construction et exploitation d'un pipeline de gaz naturel, GH-4-2001
Rapport de la commission d'examen conjoint, juillet 2003

Pipelines Trans-Nord Inc.
Accroissement de la capacité et inversion du sens de l'écoulement du pipeline, OH-1-2003
Motifs de décision, juillet 2003

EnCana Ekwan Pipeline Inc.
Construction et exploitation du pipeline Ekwan, GH-1-2003
Motifs de décision, septembre 2003

Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
Autorisation de construire et d'exploiter le pipeline GSX Canada, GH-4-2001
Motifs de décision, novembre 2003

Pipelines Trans-Nord Inc.
Demande aux termes de l'article 58
Motifs de décision, novembre 2003

Droits et tarifs

TransCanada PipeLines Limited
Révision et modification de la décision concernant le coût du capital, RH-R-1-2002
Motifs de décision, février 2003

TransCanada PipeLines Limited
Demande visant les droits et le Tarif de 2003, RH-1-2002
Motifs de décision, juillet 2003

Électricité

Régie de l'hydro-électricité du Manitoba
Permis d'exportation d'électricité EPE-224
Lettre de décision, 23 janvier 2003

Montenay Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-228 et EPE 229
Lettre de décision, 7 juillet 2003

USGen New England Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-230 et EPE 231
Lettre de décision, 1er août 2003

Duke Energy Marketing Canada Corp.
Permis d'exportation d'électricité EPE-238 et EPE-239
Lettre de décision, 18 septembre 2003

Avista Energy Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-236 et EPE-237
Lettre de décision, 24 septembre 2003

Northern States Power Company
Permis d'exportation d'électricité EPE-234 et EPE 235
Lettre de décision, 25 septembre 2003

Public Service Company of Colorado
Permis d'exportation d'électricité EPE-232 et EPE 233
Lettre de décision, 26 septembre 2003

Direct Commodities Trading (DCT) Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-240
Lettre de décision, 15 octobre 2003

PPL EnergyPlus, LLC
Permis d'exportation d'électricité EPE-241 et EPE 242
Lettre de décision, 15 décembre 2003

AUTRES DOCUMENTS

Lignes directrices concernant le mécanisme de règlement des différends (juillet 2003)

L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (juin 2003)

Le secteur de l'électricité au Canada, Exportations et importations : Évaluation du marché de l'énergie (janvier 2003)

Gros plan sur la sécurité – Analyse comparative du bilan de sécurité des pipelines (avril 2003)

Le marché du gaz naturel des Maritimes : Vue d'ensemble et évaluation (juin 2003)

Rapport annuel présenté conformément à la Loi sur l'accès à l'information et à la Loi sur la protection des renseignements personnels, 1er avril 2002 – 31 mars 2003 (11 juin 2003)

Budget des dépenses 2003 – 2004, Partie III – Rapport sur les plans et les priorités (mars 2003)

Rapport annuel 2002 au Parlement (mars 2003)

Rapport sur le rendement pour la période se terminant le 31 mars 2003 (septembre 2003)

Activités de réglementation, 12 numéros, du 31 janvier 2002 au 31 décembre 2003

Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003 – 2005 (décembre 2003)

Supplément IV

Instances

1. *TransCanada Pipelines Limited (TCPL) – Demande de revision de la décision RH-4-2001 (RH-R-1-2002) concernant les droits*

Révision par l'ONÉ

Dans une demande datée du 16 septembre 2002, TCPL a enjoint l'Office de réviser et de modifier sa décision RH-4-2001 et ses ordonnances d'application. TransCanada a allégué que l'Office avait commis les erreurs suivantes en rendant la décision RH-4-2001 :

- il avait manqué à son obligation légale d'appliquer la norme de rendement équitable;
- il n'avait pas appliqué correctement les critères de l'investissement comparable, de l'effet d'attraction et de l'intégrité financière;
- il avait mal interprété la proposition relative au CMPCAI;
- il avait continué d'utiliser la formule de rajustement RH-2-94 pour déterminer le rendement des capitaux propres;
- il avait violé le principe de l'autonomie;
- il avait manqué à l'obligation d'agir équitablement en négligeant de donner des motifs adéquats à l'appui d'un grand nombre de ses décisions.

Décision : Diffusion des Motifs de décision le 20 février 2003 (RH-R-1-2002). L'Office a jugé que la demande de révision n'avait pas mis en doute le bien-fondé de la décision qu'il avait rendue en 2002 (RH-4-2001). Dans les Motifs de décision RH-R-1-2002, l'Office a rejeté la demande de TCPL.

2. *TransCanada Pipelines Limited (TCPL) – Appel logé devant la Cour d'appel fédérale contre la décision RH-R-1-2002*

Cour d'appel fédérale

Le 21 mars 2002, TCPL a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision RH-R-1-2002 qu'a rendue l'Office le 20 février 2003. Dans cette décision, l'Office a rejeté la requête soumise par TCPL en septembre 2002 visant la révision et la modification de la décision RH-4-2001 de l'Office au sujet de la demande de TCPL concernant un rendement équitable, décision datée de juin 2002 (voir le numéro 1 ci-dessus). En mai 2003, la Cour d'appel fédérale a accordé le droit d'appel à TCPL.

Décision : L'appel sera entendu à Toronto, du 16 au 19 février 2004.

3. *GSX Concerned Citizens Coalition (GSXCCC) – Demande de revision de la décision GH-2-2002 au sujet de la demande de Westcoast Energy Inc. concernant l'agrandissement de la canalisation principale sud*

Révision par l'ONÉ

Le 13 février 2003, GSXCCC a demandé à l'Office de reviser sa décision datée du 5 septembre 2002, par laquelle l'Office a rejeté une requête de GSXCCC, qui sollicitait une analyse du projet d'agrandissement de la canalisation principale sud du réseau de transport de gaz de

Westcoast Energy Inc. et des renseignements supplémentaires sur les questions environnementales entourant ce projet. GSXCCC a également demandé que l'Office annule la décision qu'il a rendue en janvier 2003, suivant laquelle il approuvait l'agrandissement de la canalisation principale sud.

GSXCCC avait demandé que l'Office (i) révise sa décision du 5 septembre 2002 par laquelle il a rejeté une motion de GSXCCC relativement à des demandes de renseignements sans réponse sur l'utilisation finale du gaz qui serait transporté par le projet; (ii) annule sa décision de janvier 2003 relativement à l'agrandissement de la canalisation principale sud et procède à une nouvelle audition de la demande pour prendre en compte la preuve et les questions non prises en compte antérieurement.

Décision : Le 26 mars 2003, l'Office a jugé qu'une révision n'était pas justifiée puisque GSXCCC n'avait pas mis en doute le bien-fondé de ses décisions.

4. *Federation of Saskatchewan Indian Nations; chefs des Nations visées par le Traité n°4 et le Traité n° 8 (FSIN) c. Alliance Pipeline Ltd.*

Cour d'appel fédérale

Le 2 mai 2001, la FSIN a déposé une requête en révision judiciaire à l'encontre de la décision du 2 avril 2001 de l'ONÉ visant à rejeter la demande qu'elle lui avait adressée afin qu'il convoque une audience pour examiner la révocation ou la suspension du certificat d'utilité publique (certificat GC-98) délivré à Alliance. La FSIN soutenait qu'Alliance avait contrevenu à l'une des conditions du certificat.

Le 16 avril 2002, la Cour d'appel fédérale a accueilli une requête de la FSIN visant à modifier sa requête en révision judiciaire. La modification consistait à ajouter une requête en révision judiciaire ou un appel à l'encontre de la décision du 23 novembre 1998 de l'ONÉ (agréée par le gouverneur en conseil le 23 décembre 1998) visant à accorder le certificat GC-98. L'ajout de cette requête s'appuyait sur le motif que l'ONÉ n'avait pas exercé correctement sa compétence parce qu'il avait délivré le certificat GC-98 sans y inclure une condition concernant un partage des recettes, tel que le prévoyait un protocole d'entente conclu entre la FSIN et Alliance.

Décision : Le 28 mai 2003, la Cour d'appel fédérale a mis fin à l'appel pour défaut de compétence, et les dépens ont été adjugés au défendeur.

5. *Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP) – Demande de révision de la décision concernant le projet de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) au sujet de l'accroissement de la capacité et de l'inversion du sens de l'écoulement d'un pipeline (OH-1-2003)*

Révision par l'ONÉ

En septembre 2003, le SCEP a demandé à l'Office de revoir les Motifs de décision OH-1-2003 qu'il avait diffusés le 7 août 2003, par lesquels il approuvait la demande de PTNI qui sollicitait l'autorisation d'accroître la capacité de son réseau de transport de produits pétroliers entre Montréal (Québec) et Farran's Point près de Ingleside (Ontario), et d'inverser le sens de l'écoulement dans le tronçon du pipeline compris entre Farran's Point et Clarkson Junction à Mississauga (Ontario). Le SCEP a demandé à l'Office de revoir l'ensemble de sa décision et de suspendre cette décision jusqu'à la conclusion de l'examen.

Décision : Le 7 novembre 2003, l'Office a rejeté la demande de révision du SCEP et, à la lumière de cette décision, a jugé qu'il n'était pas nécessaire de donner suite à la demande de suspension.

6. *Ville de Hamilton – Contrôle judiciaire – Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) – Déplacement et abaissement de tronçons de pipelines à Hamilton, en Ontario – Décision OHW-1-2003*

Cour fédérale, Section de première instance

Le 18 août 2003, la ville d'Hamilton a déposé un avis de demande de contrôle judiciaire à la Cour d'appel fédérale, Section de première instance. L'avis demande, entre autres, de déclarer que la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) ne s'applique pas à la demande déposée par PTNI, et qu'il n'est pas exigé, et n'a jamais été exigé, de l'Office qu'il fasse un examen environnemental préalable au regard de la demande. L'Office a déposé un avis de comparution auprès de la Cour.

Décision : À la suite d'une motion sur consentement de la Cour, la demande de contrôle judiciaire restera en suspens pendant 30 jours suivant la décision de l'Office concernant la demande de PTNI, qui a été diffusée le 27 novembre 2003. En raison du décalage occasionné par le congé de Noël à la Cour d'appel fédérale, la date limite de 30 jours a expiré le 15 janvier 2004.

Supplément V

Coopération avec d'autres organismes

L'ONÉ coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces.

Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd.

Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE)

Le personnel de l'ONÉ prend une part active aux travaux de l'ACÉE : il fait partie du Conseil supérieur de l'évaluation environnementale et siège à titre d'observateur au Comité consultatif de la réglementation. Cette participation se solde par une coordination efficace des responsabilités de réglementation en matière d'évaluation environnementale.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'accident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

L'ONÉ et l'EUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération. Ils ont entrepris ensemble une nouvelle évaluation des ressources gazières en Alberta.

Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT)

CAMPUT est un organisme sans but lucratif regroupant les commissions, régies et offices fédéraux, provinciaux et territoriaux chargés de réglementer les services d'électricité et d'aqueducs, les services de distribution de gaz et les entreprises pipelinières au Canada. Des membres de l'ONÉ siègent au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique. De plus, des membres du personnel de l'ONÉ fournissent des services d'information et de l'assistance à CAMPUT en vue de l'organisation de ses conférences. En 2003, l'Office a organisé avec l'EUB la conférence annuelle de CAMPUT, qui s'est déroulée à Banff (Alberta) et dont le thème était *Les marchés en transition, la réglementation en évolution.*

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST)

L'ONÉ assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il œuvre de concert avec le BST. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) du Mexique

Le personnel de l'ONÉ et celui de la CRE entretiennent des rapports informels suivis afin de mettre en commun l'expérience des deux organismes dans le domaine de la réglementation ainsi que l'information sur les marchés nord-américains de l'énergie. Les deux organismes se sont engagés à maintenir et à raffermir ces rapports, qui comprennent des visites réciproques du personnel. En septembre 2003, l'ONÉ, la CRE et la FERC ont signé une entente trilatérale en vertu de laquelle ils partageront leurs points de vue à l'égard des démarches de réglementation et s'emploieront, dans la mesure du possible, à éliminer les incohérences réglementaires.

Coopération au chapitre de l'évaluation des répercussions environnementales et de l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest

En 2002, l'ONÉ, de concert avec les offices et organismes chargés de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire d'un grand projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest, ont diffusé un plan de coopération. Ce plan décrit les méthodes de coordination proposées en vue d'assurer que le processus d'examen de toute demande visant un tel projet, d'une part soit efficace, souple et mené en temps opportun et, d'autre part, réduise les doubles emplois et assure une meilleure participation du public et des collectivités du Nord. Les partenaires de l'ONÉ qui ont participé à l'élaboration du plan sont l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office des terres et des eaux du Sahtu, l'Office Gwich'in des terres et des eaux, l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Bureau d'examen et le Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit, le Conseil inuvialuit de gestion du gibier, la Commission inuvialuit d'administration des terres, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, ainsi que des observateurs de la Première nation Deh Cho, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et du gouvernement du Yukon.

Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du *Code canadien du travail* dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'ONÉ a aussi participé au sondage mené par DRHC sur la satisfaction de sa clientèle.

Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC)

Les dirigeants de l'ONÉ et de la FERC entretiennent un dialogue régulier sur leurs expériences respectives à titre d'organismes de réglementation. Ils échangent des informations du domaine public pour se tenir informés au sujet des enjeux actuels et naissants qui pourraient concerner les deux organismes, et pour profiter des connaissances acquises par les deux organismes en matière de pratiques de réglementation exemplaires. En septembre 2003, l'ONÉ, la CRE et la FERC ont signé une entente trilatérale en vertu de laquelle ils partageront leurs points de vue à l'égard des démarches de réglementation et s'emploieront, dans la mesure du possible, à éliminer les incohérences réglementaires.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MEM)

L'ONÉ et le MEM ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉTY)

L'ONÉ continue de travailler avec les représentants du gouvernement du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉTY.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Les membres de l'ONÉ participent régulièrement aux réunions de la NARUC aux États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE)

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador et de la Nouvelle-Écosse, ainsi que des dirigeants de RNCan forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil examinent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer la collaboration et l'harmonisation des démarches à l'échelle du Canada dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. Le personnel de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE collabore également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords.

En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCan, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production.

Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM)

À la fin de l'exercice 2000, l'ONÉ et l'OEREVM ont signé un protocole d'entente qui établissait un cadre de coopération entre les deux organismes aux fins de l'évaluation des incidences environnementales de projets menés dans la vallée du Mackenzie. Lorsqu'il s'agit d'un projet de pipeline transrégional, l'ONÉ détient des responsabilités en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le protocole d'entente favorise la coopération des deux organismes afin de réduire les chevauchements et de rehausser l'efficacité du processus d'examen environnemental.

Pipeline Technical Regulatory Authorities of Canada Council (PTRACC)

L'ONÉ préside un conseil formé du personnel d'organismes techniques de régie, fédéraux et provinciaux. Le PTRACC se réunit périodiquement au cours de l'année pour discuter des initiatives dans les domaines de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement.

Ressources naturelles Canada (RNCan)

En 1996, l'ONÉ a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales. Le protocole a été reconduit en janvier 2000.

Supplément VI

Liste des annexes

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel. On peut en consulter la version électronique sur le site Web de l'Office ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications. Composer le (403) 299-3562 ou le 1-800-899-1265, envoyer une télécopie au (403) 292-5503 ou visiter notre site Web (www.neb-one.gc.ca).

Annexe A

A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2003
A3 Offre et utilisation de gaz naturel
A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2003
A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel
A6 Travaux géophysiques
A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur
A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada
A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières
A10 Production et utilisation d'électricité

Annexe B

B1 Certificats délivrés en 2003 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur
B2 Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens – 2002 et 2003
B4 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens – 1999 à 2003
B5 Exportations de produits pétroliers par mois – 2003
B6 Exportations de produits pétroliers par compagnie – 2002 et 2003

Annexe C

C1 Certificats délivrés en 2003 pour la construction d'installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur
C2 Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003
C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2003
C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation – 1999 à 2003
C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes – 2002 et 2003

Annexe D

D1 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs
D2 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service
D3 Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1

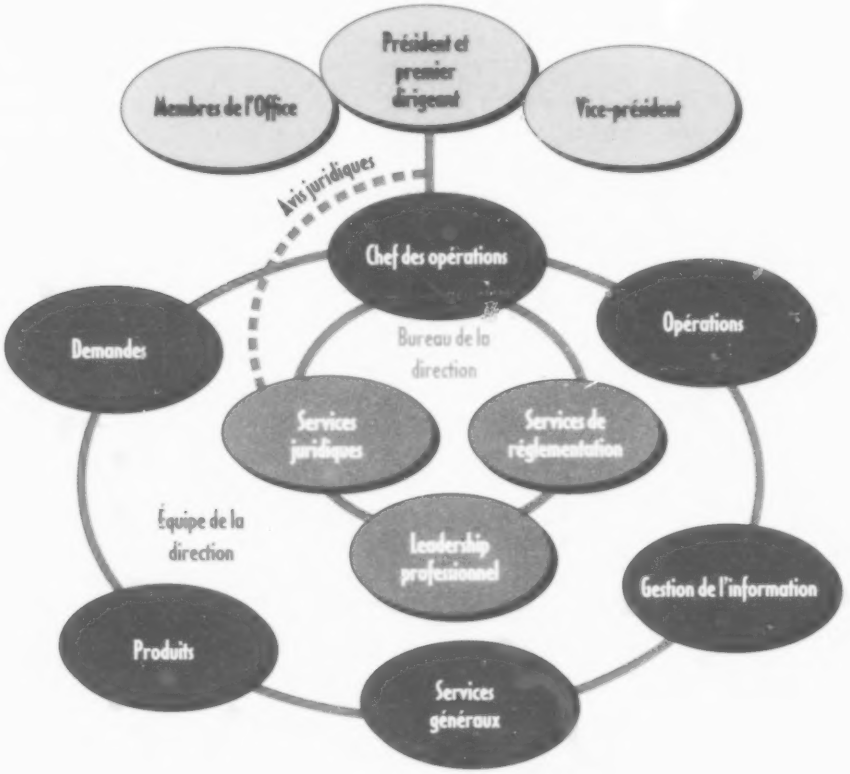
Annexe E

E1 Certificats et permis délivrés en 2003 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité
E2 Ordonnances modificatrices délivrées en 2003 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité
E3 Ordonnances de révocation rendues en 2003 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité
E4 Licences délivrées en 2003 relativement à l'exportation d'électricité
E5 Permis et ordonnances délivrés en 2003 relativement à l'exportation d'électricité
E6 Exportations d'électricité en 2003
E7 Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2003 (par province)
E8 Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 2003 (par région ou État américain)

Supplément VII

Structure de l'ONÉ

L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principales sphères de responsabilité, à savoir : Demandes, Opérations, Produits, Gestion de l'information et Services généraux. De plus, le bureau de la direction comprend trois équipes qui fournissent des services spécialisés à l'Office, soit les Services juridiques[11], l'Équipe de leadership professionnel et les Services de réglementation.



Haute direction de l'Office

Jim Donihee	chef des opérations
Judith Hanebury	avocate générale
Michel Mantha	secrétaire de l'Office
Sandy Harrison	chef de secteur, Demandes
John McCarthy	chef de secteur, Produits
Valerie Katarey	chef de secteur, Services généraux
Byron Goodall	chef de secteur, Gestion de l'information

11 L'Équipe des services juridiques relève du président et des membres de l'Office pour ce qui est de la prestation de conseils juridiques, mais relève du chef des opérations en ce qui concerne les questions administratives.

Gregory Lever	chef de secteur, Opérations
Bonnie Gray	chef de secteur, Préparation au développement dans le Nord
Glenn Booth	spécialiste en chef, Économie
Alan Murray	spécialiste en chef, Ingénierie
Robert Steedman	spécialiste en chef, Environnement

ATTRIBUTIONS DES SECTEURS

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer la plupart des demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. La plupart de ces demandes sont assujetties aux parties III et IV de cette loi, lesquelles visent les installations et les droits et tarifs. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé d'autres fonctions comme la surveillance et la vérification financières des compagnies assujetties à la réglementation de l'Office; il est appelé en outre à régler les préoccupations des propriétaires fonciers.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'assurer la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. À ce titre, il lui incombe d'examiner les perspectives de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada et de mettre à jour les lignes directrices et les règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Le Secteur se charge également d'évaluer et de traiter les demandes relatives aux exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité de même que les demandes concernant la construction et l'exploitation de lignes internationales et interprovinciales désignées de transport d'électricité.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la LOPC et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les incidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés.

Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre une stratégie de gestion de l'information pour l'Office et de diffuser l'information dont ont besoin les intervenants internes et externes. Ses attributions englobent les communications internes et externes, les services de la bibliothèque, la gestion des archives, les services de courrier, l'accès à l'information, la production de documents et les services informatiques de l'organisme.

Services généraux

Le Secteur des services généraux fournit les services nécessaires pour appuyer l'Office dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières. Ses attributions englobent l'application de la politique de l'Office et ses activités de planification, la gestion du matériel et des installations, la dotation en personnel, la formation, la rémunération, y compris les avantages sociaux, l'approvisionnement, la gestion des stocks, la sécurité physique et les activités patronales-syndicales.

Bureau de la direction

Le bureau de la direction répond de la capacité globale de l'Office et de son aptitude à satisfaire aux impératifs stratégiques et opérationnels. À ce titre, il est chargé de fournir des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation, de maintenir et d'accroître le savoir-faire technique de l'Office dans les domaines de l'économie, de l'environnement et du génie, ainsi que de fournir un soutien au chapitre de l'administration des audiences et de la réglementation.

Supplément VIII

Liste des abréviations

ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACPRÉ	Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BC Gas	BC Gas Utility Ltd.
BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
canalisation n° 9	l'oléoduc Montréal-Sarnia d'Enbridge
CAMPUT	Association canadienne des tribunaux d'utilité publique
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
CSA	Association canadienne de normalisation
DED	*Directives concernant les exigences de dépôt*
EFSEC	Energy Facility Site Evaluation Council
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Énergie NB	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
ESB	encéphalopathie spongiforme bovine (aussi appelée « maladie de la vache folle »)
FÉE	Fonds pour l'étude de l'environnement
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GSX	Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
Hydro-Manitoba	Régie de l'hydro-électricité du Manitoba
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LGN	liquides de gaz naturel
LIT	ligne internationale de transport d'électricité
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
LOPC	*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*
MADRD	Mécanisme approprié de règlement des différends
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
NYMEX	New York Mercantile Exchange
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OTR	organisation de transport régionale
PCV	promesse de conformité volontaire
PIB	produit intérieur brut
RÉA	Rapport d'étude approfondie
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
SGIES	Système de gestion de l'information sur l'environnement
SRAS	syndrome respiratoire aigu sévère
Sumas ou SE2	Sumas Energy 2 Inc.
TMPL	Trans Mountain Pipeline Company Ltd.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WTI	West Texas Intermediate

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures

Susan Abuid Jim Anderson Elizabeth Arden Lilly Armstrong Lawrence Ator Terry Baker Rita Bargetzi Trena Barnes Christine Beauchemin Helen Benes Judy Bennett Michael Benson Nancy Berard Brown Steve Berthelet Bill Bingham Karen Blank Marie Bleskan Glenn Booth Paul Bourgeois Barry Branston Diane Brenner Chantal Briand Michelle Brosseau Cliff Brown Steve Brown John Bulger Terri Burke Bette Burton Stephen Buszowski Mona Butler Glenn Cameron Kevin Campbell Shannon Carignan Gaétan Caron Philip Cheung Michael Chow Harley Christensen Ken Colosimo Patty Cooper Pat Cormier Dana Corneo Sylvie Cousineau Vanessa Cozine Colette Craig Susan Criddle Cassandra Crippen Sharon Culp Cecilia Cupido Jan Dane Jim Davidson Greg Davis Heather Davis Gord Daw Teresa de Grosbois Shawn DeForest Fred Deliencourt Danielle Demers Leona Desmet Denyse Dicey Anita Dion Bharat Dixit Anita Dodd Jim Donihee Abby Dorval Megan Douglas Pamela Dowson Nancy Dubois Karen Duckworth Donna Dunn Mavis Dunn Lynne Duquette Claudine Dutil-Berry Carmen Dybwad Mary Dylke Kelly Dypolt Ingrid Ektvedt Elizabeth Elder Julian Emanuel Deborah Emes Peter Erderwick Wendy Ettinger Marcus Eyre Sandra Falconi Alison Farrand Bobbi Feduniak Christopher Finley Rick Fisher Margery Fowke Jim Fox John Fox Murray Fraser Yvonne Fry Albert Fung Charlene Gaudet Feisal Gazie Scott Gedak Louise George Kevin Gerla Diana Ghikas Lillian Giardini Gurdeep Gill Preet Gill Melanie Gnyp Kevin Goble Byron Goodall Duncan Grant Bonnie Gray Geraldine Green Susan Marie Greentree Susan Gudgeon Pierre Guenard Sam Guirgis Emily Halliday Guy Hamel Judith Hanebury Rowland Harrison Sandy Harrison Sandra Harrower Michelle Haug Debbie Heckbert Paul Hess Ross Hicks Stella Hiebert Gord Higginson Kevin Hill Zarina Hirji Merle Hoffman Brent Hogue Sue Holdsworth Colleen Holt Kym Hopper-Smith Jensen Hu Orlando Huang Andrew Hudson Gloria Hughes Judy Inglis Sheena Jackson Leo Jansen Carie Jardine Franci Jeglic Jodi-Lea Jenkins Audry Johnston Elizabeth Johnston Jeanette Johnston Brian Kane Adelle Karmas Valerie Katarey Maureen Kearns Teresa Kennedy Brenda Kenny Jamie Kereliuk Rudi Klaubert Chris Knoechel Mike Knapp Josef Kopac John Korec Johanne Kozak Tim Kucey Deborah Kuchinski Michele Labbé Louise-Solanges Lacasse Anne Laflèche Nathalie Laprise Beth Lau Kerry Lee Robert LeMay Joe Lemee Nathan Len Gregory Lever Kent Lien Robin Lipton Lynn Ludlow Adrian Luhowy Ken Luu Barry Lynch Louise Lynch Marnie MacGillivray Larry Mackenzie Leanne Maeda Henry Mah Bruce Maher Bob Mahnic Pat Mahon Tasneem Manji Michel Mantha Matt Mariano-Greza Wayne Marshall Ken Martin Sandra Martindale Cathy Martinello Ken Massé Lesley Matthews Marcella Matzeit John McCarthy Nadia McCarthy Jim McComiskey John McIsaac Claire McKinnon Monika McPeake Margaret McQuiston Shari Medford Loreto Meneses Jan Merta Margaret Merta Geraldine Metcalfe Elke Meyer France Millette Ruth Mills Shelley Milutinovic Maureen Mitchell Tony Mitchell Bindu Modha Bob Modray Caroline Moore Bruce Moores Jane Morales Carmen Morin Louis Morin Joyce Morrison Karen Morton Carla Morton-Stowe Sylvia Mosseau Rob Mott Alan Murray Samira Nanji Brian Nesbitt François Nguyen Louise Niro James Obrigewitch Wendy Olan Karen Overli Daniella Pacifico Rosemarie Palmiere Lorna Patterson Ken Paulson Marc Pauze Joe Paviglianiti Doug Pearce Marina Pedersen Bernard Pelletier Fern Phillips Steve Pierce Pat Pilon-Rouleau Howard Plato Anar Poonja Linda Postlewaite Francine Poudrette Carol-Lynn Power Ricki Pratte Jennifer Pugh Elizabeth Quorshie Christian Rankin Ed Reddy Karla Reesor Shirley Rehel Laura Richards Shane Richardson Chantal Robert Sherry Robinson Alex Ross Kent Rowden Craig Rubie Mary-Jane Sam Nurbanu Samji Monica Santander Luigi Santoianni Brenda Saretzky Denis Saumure Jody Saunders Mary Lou Scharf Peter Schnell Eugene Schoonen Dan Seekings Jason Selinger Don Semper Bill Seney Candice Sorvais Michelle Shabits Ann Shalla Lori-Ann Sharp Jutta Shaw Henri Simoneau Chantale Simons Rudy Singer Gail Singh Corina Smith Patrick Sprague Jennifer Stanier Robert Steedman Brenda Stevens Jonathan Stewart Brent Storey Susan Storey Catherine Taylor Terry Taylor Jean-Paul Theoret Zoe Ter Berg Marc Thibaudeau Jane Thomas Deborah Thompson Gerald Thompson Jean Paul Tourigny Denis Tremblay Paul Trudel Rick Turner Chris van Egmond Laura Van Ham Mieke Vander Valk Jacqueline Vanhouche Ken Vollman Dave Walker Janet Walker Patricia Walker Bill Wall Shelley Watt Bryan Williams Jean Wooller Sharon Wong Gary Woo David Young Tracy Young Marion Yuzda Hanya Zacharko